PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS DE PAREX RESOURCES INC. EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

Emisor:	Parex Resources Inc. (la "**Compañía**", "**Parex**" y/o el "**Emisor**")
Domicilio Social:	Calgary - Alberta, Canadá
Dirección:	3400, 888 Third Street S.W, Calgary, Alberta T2P 5C5
Actividad Principal:	Parex es una compañía independiente de petróleo y gas convencional en Colombia, enfocada en la producción sostenible. La sede corporativa de Parex se encuentra en Calgary, Alberta, y cuenta con una oficina operativa en Bogotá, Colombia.
Sucursales:	Calle 113 No. 7 – 21 Bogotá – Colombia (Parex Resources (Colombia) AG Sucursal)
Modalidad de Inscripción:	Los valores serán inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores ("**RNVE**") bajo la modalidad de inscripción normal.
Clase de Títulos:	Acciones Ordinarias (las "**Acciones**", o "**Acciones Ordinarias**", cada una, una "**Acción**" o una "**Acción Ordinaria**").
Ley de Circulación:	Nominativa en Colombia.
Número de Acciones en Circulación al 30 de junio de 2026:	96.180.254 Acciones Ordinarias.
Denominación:	En unidades.
Valor Nominal:	De conformidad con la legislación corporativa canadiense aplicable a la Compañía (la ABCA), las Acciones Ordinarias carecen de valor nominal. Esta característica es propia del régimen legal canadiense y no afecta la validez de la inscripción de las Acciones en el RNVE ni su negociación o circulación en la Bolsa de Valores de Colombia ("**BVC**").
Fechas de Pago de Dividendos:	La decisión de declarar cualquier dividendo y el monto de los futuros dividendos en efectivo declarados y pagados por la Compañía, si los hubiera, estará sujeta a la discreción de la Junta Directiva y podrá variar dependiendo de diversos factores y condiciones existentes en cada momento, incluyendo, sin limitarse a, el desempeño comercial, el entorno operativo donde se encuentran los activos de la Compañía, la situación financiera, los planes de crecimiento, las fluctuaciones en los precios de las materias primas, los niveles de producción, los requisitos de gastos de capital esperados, los costos operativos, las cargas por regalías, las tasas de cambio, las tasas de interés, el cumplimiento de cualquier restricción sobre la declaración y el pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo del cual la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias sea parte en cualquier momento

	(incluyendo, sin limitarse a, los acuerdos que rigen las facilidades de crédito y los títulos de deuda de la Compañía), y la satisfacción de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para la declaración y el pago de dividendos. El monto real, la fecha de inscripción y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta Directiva. No puede haber garantía de que los dividendos se paguen a la tasa actual o a cualquier tasa en el futuro.
Mercado al que se Dirigen los Valores:	Mercado Principal.
Agente Estructurador en Colombia:	Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera.
Asesor Legal para la Inscripción en Colombia:	Brigard Urrutia Abogados S.A.S.
Agente de Transferencia:	Odyssey Trust Company 1230, 300 – 5th Avenue SW Calgary Alberta T2P 3C4
Comisiones y gastos relacionados:	Los Inversionistas pueden adquirir las Acciones a través de una Sociedad Comisionista de Bolsa legalmente constituida en Colombia. Esta última podrá cobrar una comisión que será negociada y acordada entre la Sociedad Comisionista de Bolsa y el Inversionista. El Inversionista debe determinar con su Sociedad Comisionista de Bolsa qué otras cuentas deben abrirse en depósitos de valores para la adquisición y custodia de las acciones de la Compañía, así como los tiempos y gastos de transferencia de valores entre el mercado canadiense y el mercado colombiano (y viceversa).
Bolsa de Valores:	Los valores cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto ("**TSX**") y cotizarán en la BVC.
Código de Buen Gobierno:	Disponible en www.parexresources.com/sustainability/governance/
Ley Aplicable:	La inscripción, cotización y negociación de las Acciones Ordinarias ante el RNVE y en la BVC se regirán e interpretarán, respectivamente, de acuerdo con las leyes de la República de Colombia. Las Acciones Ordinarias, y los derechos inherentes a las Acciones Ordinarias, se rigen por la ABCA. Cualquier acción legal o procedimiento relacionado con la ejecución de dichos derechos cae bajo la jurisdicción del Tribunal del Banco del Rey de Alberta (tribunal de primera instancia con jurisdicción general en la provincia de Alberta). Dado que la oficina principal de la Compañía se encuentra en Calgary, Alberta, Canadá, y la Compañía es un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*) en cada una de las provincias de Canadá, diversos asuntos, tales como la negociación de las Acciones Ordinarias y los requisitos de divulgación continua, también se rigen por las leyes de valores y otras leyes aplicables en Canadá.
Custodio local:	Es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A. ("**DECEVAL**").

Depósito Internacional:	Es la sociedad CDS Clearing and Depository Services Inc. ("**CDS**" o el "**Depósito Internacional**"). Dirección: 85 Richmond Street West, Toronto, Ontario M5H 2C9, Canadá.
Custodio Internacional:	Entidad internacional elegida por DECEVAL para la custodia y administración de las Acciones de la Compañía en el exterior, incluyendo el registro de las posiciones de los Inversionistas en Colombia y el procesamiento de eventos corporativos, dividendos y demás derechos asociados a las Acciones.
Sociedades Comisionistas de Bolsa:	Son las personas jurídicas a través de las cuales los residentes en Colombia podrán adquirir Acciones.
Oficina de Atención al Inversionista:	Parex Resources Inc. Mike Kruchten Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa Calle 113 No. 7-21, Of. 611 Edificio Teleport, Torre A Bogotá, Colombia investor.relations@parexresources.com
Información Financiera:	La información financiera anual presentada en este Prospecto está actualizada al 31 de diciembre de 2025 y la información financiera trimestral presentada en este Prospecto está actualizada al 30 de junio de 2026. La información financiera y corporativa pública del Emisor puede consultarse en el Sistema de Análisis y Recuperación Electrónica de Datos+ ("**SEDAR+**", disponible en www.sedarplus.ca), que es el principal sistema de información pública para emisores que cotizan en bolsa en Canadá. Lo anterior, sin perjuicio de la información que debe ser revelada en Colombia a través del RNVE/SFC y la BVC una vez las Acciones hayan sido inscritas, de conformidad con la normativa colombiana aplicable. Adicionalmente, la información puede ser consultada en el sitio web del Emisor (www.parexresources.com).

ADVERTENCIAS

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

LA INSCRIPCIÓN EN EL RNVE Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA NO IMPLICAN CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SFC ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

EL PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR O A NOMBRE DEL EMISOR Y EL ESTRUCTURADOR, A SUSCRIBIR O COMPRAR CUALQUIERA DE LOS VALORES SOBRE LOS QUE TRATA EL MISMO.

LOS VALORES COTIZAN EN LA TSX Y COTIZARÁN EN LA BVC. EL REGISTRO EN LA BVC NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE EL MÉRITO DEL VALOR O LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

EL EMISOR ES UNA SOCIEDAD CONSTITUIDA Y EXISTENTE DE CONFORMIDAD CON LAS LEYES DE LA PROVINCIA DE ALBERTA, CANADÁ, Y SE RIGE POR EL BUSINESS CORPORATIONS ACT (ALBERTA) Y DEMÁS NORMATIVA CANADIENSE APLICABLE. LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS DEBEN TENER EN CUENTA QUE LOS DERECHOS Y OBLIGACIONES DERIVADOS DE LAS ACCIONES SE ENCUENTRAN SUJETOS A LA LEGISLACIÓN DE DICHA JURISDICCIÓN. EN CONSECUENCIA, CUALQUIER CAMBIO REGULATORIO, LEGISLATIVO O JUDICIAL QUE SE ADOPTE EN LA PROVINCIA DE ALBERTA O EN CANADÁ PODRÍA AFECTAR LOS DERECHOS E INTERESES DE LOS INVERSIONISTAS, INCLUYENDO, ENTRE OTROS, LOS DERECHOS CORPORATIVOS COMO ACCIONISTAS, LOS MECANISMOS DE PROTECCIÓN DE ACCIONISTAS, EL TRATAMIENTO FISCAL, Y LA FORMA EN QUE SE RESUELVEN LAS CONTROVERSIAS RELACIONADAS CON LAS ACCIONES. FRENTE A ESTOS ASUNTOS, LAS AUTORIDADES CANADIENSES TENDRÁN COMPETENCIA, SIN QUE LAS AUTORIDADES COLOMBIANAS PUEDAN INCIDIR AL RESPECTO.

LA NEGOCIACIÓN DE LAS ACCIONES EN LA BVC SE LLEVARÁ A CABO DE CONFORMIDAD CON LA NORMATIVA BURSÁTIL VIGENTE.

LA INFORMACIÓN FINANCIERA ANUAL A LA QUE SE HACE REFERENCIA EN ESTE PROSPECTO CORRESPONDE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025, FECHA EN LA QUE, DE CONFORMIDAD CON LA LEY APLICABLE, SE REALIZAN LOS CIERRES CONTABLES DE LA COMPAÑÍA. ADICIONALMENTE, SE PRESENTA INFORMACIÓN FINANCIERA CORRESPONDIENTE A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS AL 30 DE JUNIO DE 2026.

DE CONFORMIDAD CON LA NORMATIVA CANADIENSE APLICABLE AL EMISOR, LOS ESTADOS FINANCIEROS SON CONSOLIDADOS.

SALVO QUE SE INDIQUE LO CONTRARIO, LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE PROSPECTO SE PRESENTA CON CORTE AL 30 DE JUNIO DE 2026

TODAS LAS REFERENCIAS A US$, $ O USD SE REFIEREN A DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS Y LOS VALORES EXPRESADOS EN COP$ SE REFIEREN A PESOS COLOMBIANOS.

NOVIEMBRE DE 2026



Agente Estructurador en Colombia



BRIGARD & URRUTIA ABOGADOS S.A.S.
Asesores Legales en Colombia

ANEXOS

Anexo 1: Certificación del Representante Legal de Parex Resources Inc. sobre el contenido del prospecto.
Anexo 2: Certificación del Auditor Externo de Parex Resources Inc. sobre el contenido del prospecto.
Anexo 3: Certificación del Representante Legal del Agente Estructurador sobre el contenido del prospecto.
Anexo 4: Memorando legal de abogados canadienses traducido al español y debidamente autenticado, abordando lo siguiente:

- *los derechos conferidos por las Acciones Ordinarias.*
- *las facultades de la Junta Directiva para ordenar el registro de las Acciones en el RNVE y en la BVC.*
- *las autorizaciones requeridas en Canadá para el registro de acciones en el RNVE y en la BVC.*
- *pago de dividendos de conformidad con la ley canadiense y la política de dividendos de Parex Resources Inc.*
- *disposiciones de cambio de control de la Compañía, y.*
- *el Código de Conducta.*

Anexo 5: Secretary's Certificate de Parex, de fecha 16 de agosto de 2026, acompañado de su traducción oficial al español, el cual consolida los siguientes documentos corporativos canadienses:

- Anexo A: Estatutos de Parex Resources Inc. (*Certificate and Articles of Amalgamation)*;
- Anexo B: *Amended and Restated By-Law No. 1*;
- Anexo C: Certificate of Status (certificado de existencia);
- Anexo D: Resoluciones de la Junta Directiva (Board of Directors) mediante las cuales se autoriza la inscripción de las Acciones en el RNVE y en la BVC (Listing Application); y
- Anexo E: Certificado de las personas facultadas para actuar en nombre y representación de Parex.

Anexo 6: Código de Conducta y Ética Empresarial del Emisor.
Anexo 7: Estados Financieros del Emisor. Estados financieros consolidados anuales auditados de Parex Resources Inc. correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, junto con sus respectivas notas, así como los estados financieros consolidados intermedios condensados correspondientes al período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026, en sus versiones originales en inglés y sus respectivas traducciones oficiales al español:

- Anexo 7-A: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 – versión original en inglés.
- Anexo 7-B: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2023 – traducción oficial al español.
- Anexo 7-C: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2024 – versión original en inglés.
- Anexo 7-D: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2024 – traducción oficial al español.
- Anexo 7-E: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2025 – versión original en inglés.
- Anexo 7-F: Estados Financieros Consolidados por el año terminado el 31 de diciembre de 2025 – traducción oficial al español.
- Anexo 7-G: Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados por el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 – versión original en inglés.
- Anexo 7-H: Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados por el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 – traducción oficial al español.

AUTORIZACIONES, INFORMACIÓN ESPECIAL Y OTRAS ADVERTENCIAS GENERALES

APROBACIONES Y AUTORIZACIONES

La inscripción de las Acciones en el RNVE y en la BVC fue autorizada por la Junta Directiva del Emisor en su reunión del 30 de julio de 2026, según consta en la resolución de la misma fecha. Esta autorización está permitida por los estatutos y reglamentos de Parex y por las secciones 16 y 101 de la ABCA, y no requiere autorizaciones regulatorias adicionales en Canadá. Lo anterior se confirma mediante el memorando legal de los abogados canadienses adjunto como Anexo 4.

La inscripción de las Acciones en el RNVE fue autorizada por la SFC mediante la Resolución No. 1856 del 23 de noviembre de 2026.

OFERTAS PÚBLICAS

Para la fecha de publicación del presente Prospecto, Parex declara que, además de este proceso de registro en el RNVE para inscribir sus acciones en la BVC, no ha desarrollado ningún otro proceso de oferta pública en los mercados colombiano o canadiense.

CERTIFICACIÓN DEL CONTENIDO DEL PROSPECTO

El Representante Legal de Parex, conforme a la certificación que se adjunta como Anexo 1 del presente documento, certifica la veracidad del contenido de este Prospecto y que el mismo no presenta omisiones de información que resulten materiales o que puedan afectar la decisión de futuros Inversionistas.

Las personas autorizadas en Colombia para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto son:

<table>
<tr><th>Emisor[1]</th><th>Estructurador</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Mike Kruchten
Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa - Parex Resources
Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611 Edificio Teleport, Torre A Bogotá, Colombia
Teléfono: +57 6018418457
Correo electrónico:
investor.relations@parexresources.com</td><td>Laura Victoria Castañeda Montealegre
Gerente Senior de Proyectos
Banca de Inversión Bancolombia
Carrera 11 # 91-42, Piso 6
Bogotá D.C.
lvcastan@bancolombia.com.co</td></tr>
<tr><td>Luz Cecilia Manjarres
Abogada
Gerencia Jurídica de Mercado de Capitales
Carrera 11 # 91-42, Piso 6
Bogotá D.C.</td></tr>
</table>

Parex cuenta con una Oficina de Atención al Inversionista disponible en Canadá con la siguiente información:

Mike Kruchten, Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa
2700 Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue SW, Calgary
AB T2P 1G1, Canadá
Teléfono: +1 4032654800
Correo electrónico: investor.relations@parexresources.com

[1] Las comunicaciones recibidas en esta dirección serán remitidas directamente a Mike Kruchten.

Y contará con una oficina para residentes colombianos en:

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611
Edificio Teleport, Torre A
Bogotá, Colombia
Teléfono: +57 6018418457
Correo electrónico: investor.relations@parexresources.com

GENERACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA

La información financiera contenida en este Prospecto fue generada en su totalidad por la Compañía y se deriva de los estados financieros anuales auditados por PricewaterhouseCoopers y de los estados financieros intermedios no auditados de la Compañía.

INFORMACIÓN SOBRE LAS PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA VALORACIÓN DE LOS PASIVOS O ACTIVOS DE LA COMPAÑÍA

La información contenida en este Prospecto se basa en la información proporcionada por Parex, así como por cualquier otra fuente debidamente identificada en el mismo. Los estructuradores y asesores en este proceso no han participado en la tasación, valoración o evaluación de los activos o pasivos de Parex que se reflejan en la información financiera de la Compañía.

INTERÉS ECONÓMICO DE LOS ASESORES

El estructurador que participó en el proceso tiene un interés económico derivado del registro exitoso del Emisor. Este interés no depende de la colocación, dado que este registro no contempla una oferta pública.

No existe ningún otro asesor del proceso que tenga un interés económico directo o indirecto que dependa del éxito de este registro.

INFORMACIÓN SOBRE LAS RELACIONES ENTRE EL EMISOR Y SUS ASESORES

No existen vínculos económicos entre el Emisor y sus asesores en este proceso, distintos a los revelados en este Prospecto.

INFORMACIÓN SOBRE LA TASA DE CAMBIO

Los valores en pesos colombianos se convirtieron utilizando la tasa de cambio proporcionada por la SFC al final de cada periodo indicado. Dichos valores se expresan en pesos colombianos por cada US$1,00.

	Tres meses terminados el 30 de junio	Años terminados el 31 de diciembre de		
Pesos colombianos	**2026**	**2025**	**2024**	**2023**
Tasa al final del periodo	3.440,83	3.757,08	4.409,15	3.822,05

CANCELACIÓN VOLUNTARIA DE LA INSCRIPCIÓN ANTE EL RNVE

De conformidad con el parágrafo 6 del artículo 5.2.6.1.2 del Decreto 2555 de 2010, modificado por el Decreto 451 de 2026, la cancelación de la inscripción de acciones de un emisor extranjero en el RNVE y en una Bolsa de Valores no requiere la realización de una oferta pública de adquisición (OPA), siempre

que los valores permanezcan listados en una bolsa internacionalmente reconocida a juicio de la SFC. A la fecha de este Prospecto, las Acciones cotizan en la TSX, por lo que el Emisor podría acogerse a este mecanismo especial.

Requisitos de protección

La cancelación requiere: (i) autorización de la SFC; (ii) un período de permanencia mínima de seis (6) meses en el RNVE y la BVC tras la divulgación de la autorización; y (iii) un mecanismo de enajenación en el mercado internacional (TSX) por seis (6) meses adicionales.

Régimen general aplicable cuando el Emisor no se acoja al mecanismo especial

En caso de que el Emisor no se acoja al mecanismo especial descrito anteriormente, o de que no se cumplan las condiciones para su aplicación, incluyendo que las Acciones dejen de estar listadas en una bolsa internacionalmente reconocida a juicio de la SFC, la cancelación voluntaria de la inscripción de las Acciones en el RNVE y en la BVC se sujetará al régimen general previsto en el artículo 5.2.6.1.2 del Decreto 2555 de 2010 y en el Capítulo 6 del Título 2 del Libro 15 de la Parte 6 del mismo decreto, conforme fueron modificados por el Decreto 451 de 2026, o las normas que los modifiquen o sustituyan. Bajo dicho régimen: (i) la cancelación deberá ser decidida por la asamblea general de accionistas del Emisor, o el órgano equivalente conforme a la legislación canadiense, por mayoría de los votos presentes en la respectiva reunión, previa divulgación al mercado de la intención de cancelar la inscripción con la antelación mínima prevista en la regulación aplicable; (ii) los accionistas que aprueben la cancelación deberán promover una oferta pública de adquisición (OPA) para la cancelación sobre las Acciones de propiedad de los accionistas ausentes o disidentes de dicha reunión, o sus causahabientes, la cual deberá formularse dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de la reunión en la que se adoptó la decisión, so pena de que dicha decisión quede sin efecto; (iii) el precio de la OPA será determinado por una entidad avaluadora independiente, cuya idoneidad e independencia serán calificadas previamente por la SFC; y (iv) la OPA se sujetará, en lo pertinente, a las normas generales sobre ofertas públicas de adquisición, incluyendo su autorización por parte de la SFC. Los accionistas que voten a favor de la cancelación no transmitirán a los adquirentes de sus Acciones el derecho a concurrir a la OPA, y el derecho a participar en ella corresponderá únicamente a quienes sean accionistas ausentes o disidentes al momento de la reunión. Una vez culminado el procedimiento, la cancelación de la inscripción requerirá la aprobación de la BVC y de la SFC, y será informada al mercado a través del mecanismo de información relevante.

Implicaciones para Inversionistas locales

En caso de cancelación conforme al mecanismo especial: (a) las Acciones dejarán de negociarse en la BVC, debiendo operarse en el mercado internacional con posibles costos adicionales y obligaciones cambiarias; (b) no habrá OPA de salida; (c) el ejercicio de derechos corporativos seguirá rigiéndose por la legislación canadiense, con posibles dificultades operativas si las posiciones no están reflejadas en DECEVAL; y (d) el Emisor dejará de reportar ante la SFC, debiendo los Inversionistas acceder a información vía SEDAR+ (www.sedarplus.ca). En caso de cancelación conforme al régimen general, aplicarán las consecuencias previstas en los literales (a), (c) y (d), pero los accionistas ausentes o disidentes tendrán derecho a participar en la OPA para la cancelación descrita anteriormente.

Se recomienda a los Inversionistas evaluar estos riesgos y consultar con asesores legales y/o financieros antes de adquirir las Acciones.

ADVERTENCIAS

EL PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA NI UNA INVITACIÓN POR PARTE O EN NOMBRE DEL EMISOR Y EL ESTRUCTURADOR PARA SUSCRIBIR O ADQUIRIR CUALQUIERA DE LOS VALORES AQUÍ TRATADOS.

LA RENTABILIDAD DE LAS INVERSIONES EN ACCIONES SE ENCUENTRA SUJETA A LA EVOLUCIÓN DEL MERCADO ACCIONARIO, LA POLÍTICA DE DIVIDENDOS DE LA COMPAÑÍA Y EL

DESEMPEÑO FINANCIERO DE LA MISMA. NO EXISTE UNA TASA DE RENTABILIDAD GARANTIZADA.

ANTES DE TOMAR UNA DECISIÓN DE INVERSIÓN EN ACCIONES ORDINARIAS, O EN CUALQUIER OTRO TÍTULO DE RENTA VARIABLE, EL INVERSIONISTA DEBE EVALUAR EL NIVEL DE RIESGO QUE ESTÁ DISPUESTO A ASUMIR DENTRO DE SU PORTAFOLIO, Y LA PROPORCIÓN DE TÍTULOS DE RENTA VARIABLE QUE ESTÁ DISPUESTO A INCLUIR EN SU PORTAFOLIO, DE ACUERDO CON SU PERFIL DE INVERSIÓN, EL TAMAÑO DE SU PORTAFOLIO Y SU CAPACIDAD ECONÓMICA.

LA INVERSIÓN EN LAS ACCIONES ORDINARIAS CONLLEVA EL RIESGO DE PÉRDIDA DEL CAPITAL INVERTIDO.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES EN EL RNVE Y EN LA BVC FUE AUTORIZADA POR LA JUNTA DIRECTIVA DE LA COMPAÑÍA EN LA REUNIÓN CELEBRADA EL 30 DE JULIO DE 2026.

LA NEGOCIACIÓN DE LAS ACCIONES EN LA BVC SE LLEVARÁ A CABO DE CONFORMIDAD CON LA NORMATIVA BURSÁTIL VIGENTE.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA

DECLARACIONES PROSPECTIVAS

Cierta información con respecto a Parex expuesta en este documento, incluyendo la evaluación de la gerencia sobre los planes y operaciones futuros de la Compañía, contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres sustanciales, conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras “planificar”, “esperar”, “pronosticar”, “proyectar”, “pretender”, “creer”, “continuar”, “predecir”, “anticipar”, “deberá”, “estimar” u otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van a” ocurrir tiene la intención de identificar declaraciones prospectivas. Dichas declaraciones representan las proyecciones, estimaciones o creencias internas de Parex con respecto a, entre otras cosas, el crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción y el desarrollo, el capital futuro y otros gastos (incluyendo el monto, la naturaleza y las fuentes de financiamiento de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y los resultados de la actividad de perforación, los asuntos ambientales, las perspectivas comerciales y las oportunidades. Estas declaraciones son solo predicciones y los eventos o resultados reales pueden diferir materialmente. Aunque la gerencia cree que las expectativas reflejadas en las declaraciones prospectivas son razonables, no puede garantizar resultados, niveles de actividad, desempeño o logros futuros, ya que dichas expectativas están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias comerciales, económicas, operativas, competitivas, políticas y sociales significativas. Muchos factores podrían causar que los resultados reales de Parex difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en cualquier declaración prospectiva hecha por, o en nombre de, Parex.

En particular, las declaraciones prospectivas incluidas en este Prospecto incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a:

- la estrategia operativa, los planes, las prioridades y el enfoque de la Compañía;
- la inscripción de las Acciones en el RNVE y su posterior inscripción en la BVC;
- los procedimientos y plazos operativos esperados en relación con el ejercicio de los derechos de participación, voto y económicos de las Acciones por parte de los inversionistas en Colombia;
- la guía de Parex para la producción y los gastos de capital de 2026;
- la expectativa de Parex de proporcionar un retorno total al accionista, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía;

- las expectativas de Parex de que sus gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo;

- los términos y el propósito de la facilidad de crédito de la Compañía, incluyendo el cronograma de la próxima revisión anual;

- el plan de la Compañía de disponer de la facilidad de crédito en diversos momentos según las necesidades;

- la expectativa de la Compañía de que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, las facilidades de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para apoyar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo;

- la expectativa de la Compañía de que su dividendo sea sostenible bajo un entorno variable de precios de materias primas;

- los costos de valor presente anticipados requeridos para liquidar el costo por desmantelamiento y responsabilidad ambiental de la Compañía;

- las expectativas con respecto a la integración de los activos de E&P de Frontera y la obtención de las sinergias y beneficios anticipados derivados de la misma;

- las expectativas de buscar una prórroga del Contrato de Asociación Quifa;

- las expectativas con respecto a la participación de Parex en los bloques Casabe y Llanito en la Cuenca del Magdalena bajo su colaboración comercial con Ecopetrol, incluyendo las expectativas sobre cuándo comenzará la participación de producción base de Parex y la producción aproximada actual;

- las expectativas con respecto a la identificación y captura de sinergias operativas y estratégicas de la Adquisición de Frontera, incluso en marketing, cadena de suministro, impuestos y otras funciones, y el cronograma esperado para obtener los beneficios asociados;

- la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía; y

- los planes de Parex de desplegar su inventario de materiales de largo plazo en los próximos años.

Las declaraciones relacionadas con “reservas” son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas, ya que implican la evaluación implícita, basada en ciertas estimaciones y supuestos, de que las reservas descritas existen en las cantidades predichas o estimadas y pueden producirse de manera rentable en el futuro. Las estimaciones de recuperación y reservas de las reservas de Parex proporcionadas en este documento son solo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Los resultados reales pueden diferir materialmente de los anticipados en las declaraciones prospectivas.

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a numerosos riesgos e incertidumbres. Dichos riesgos e incertidumbres incluyen, entre otros, los analizados en la Sección 5 – “Información de Riesgo del Emisor” de este Prospecto, así como los siguientes: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; un entorno comercial y de aranceles impredecible; volatilidad prolongada y fluctuaciones en los precios de las materias primas; condiciones de la industria, incluyendo cambios en las leyes y regulaciones, tales como la adopción de nuevas leyes y regulaciones ambientales, y cambios en la forma en que se interpretan y hacen cumplir en Canadá y Colombia; la determinación de la organización de países exportadores de petróleo y otros países en cuanto a los niveles de producción; la competencia; la falta de disponibilidad de personal calificado; los resultados de la perforación de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; imprecisiones en las estimaciones de reservas, recursos e ingresos; pronósticos incorrectos de la producción y el potencial de crecimiento de los activos de Parex; la obtención de las aprobaciones requeridas de las autoridades reguladoras en Canadá y Colombia; los riesgos

asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado con la realización de actividades internacionales; perturbaciones e inestabilidad social; fluctuaciones en las tasas de cambio de divisas o tasas de interés; perturbaciones geopolíticas, incluyendo el conflicto entre EE. UU. e Irán y las consecuencias derivadas del mismo; riesgos ambientales; cambios en las leyes de impuesto sobre la renta o cambios en las leyes fiscales, regímenes de regalías y programas de incentivos relacionados con las industrias del petróleo y gas natural; la capacidad de acceder a capital suficiente de fuentes internas y externas; el riesgo de que la Compañía no pueda obtener prórrogas de contratos, incluso para el Contrato de Asociación Quifa, o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el riesgo de no lograr los beneficios anticipados asociados con las adquisiciones, incluyendo la integración de los activos de E&P de Frontera; el incumplimiento por parte de las contrapartes de los términos de sus contratos; los cambios en la capacidad de los gasoductos u oleoductos; el riesgo de que los precios del petróleo Brent sean más bajos de lo anticipado; el riesgo de que la evaluación que hace Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración no sea consistente con sus expectativas; el riesgo de que Parex no disponga de recursos financieros suficientes en el futuro para realizar distribuciones a sus accionistas; el riesgo de que la Junta Directiva no declare dividendos en el futuro y de que no haya un crecimiento del dividendo base o que la política de dividendos de Parex cambie; el riesgo de que la estrategia de gestión de riesgos de Parex no sea un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de efectivo; el riesgo de que Parex no responda a los cambios en los precios de las materias primas; el riesgo de que los gastos de capital y operativos de la Compañía relacionados con la protección del medio ambiente sean mayores de lo anticipado; el riesgo de que Parex no cumpla con su guía de producción o gastos de capital para el año finalizado el 31 de diciembre de 2026; el riesgo de que las estrategias ambientales de la Compañía no tengan éxito y de que la Compañía no mantenga un cumplimiento material con la legislación de protección ambiental; los riesgos relacionados con las limitaciones en el suministro de energía, la volatilidad de los costos de energía y la disponibilidad de agua en Colombia; el riesgo de que Parex no despliegue su inventario de largo plazo cuando se anticipe; el riesgo de que Parex no tenga éxito en atraer y retener sucesores calificados para los altos funcionarios en caso de salida; los riesgos relacionados con la tecnología y la ciberseguridad; los riesgos relacionados con la asociación con Ecopetrol en la cuenca del Magdalena y la satisfacción de las condiciones del acuerdo relacionadas con la misma; y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Se advierte a los lectores que la lista anterior de factores no es exhaustiva. Información adicional sobre estos y otros factores que podrían afectar las operaciones, el entorno empresarial y los resultados financieros de la Compañía se incluye en el formulario de información anual de la Compañía para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2025 y en los informes archivados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá, y puede accederse a través del sitio web de SEDAR+ (www.sedarplus.ca) o el sitio web de Parex en www.parexresources.com.

Aunque las declaraciones prospectivas contenidas en este Prospecto se basan en supuestos que la gerencia considera razonables, la Compañía no puede asegurar a los inversionistas que los resultados reales serán consistentes con dichas declaraciones prospectivas. Con respecto a las declaraciones prospectivas contenidas en este Prospecto, Parex ha hecho supuestos relacionados con, entre otros: los precios actuales y anticipados de las materias primas y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; el momento y la cantidad de los gastos de capital; el acceso ininterrumpido a las áreas de operaciones e infraestructura de la Compañía; las tasas de cambio futuras; el precio del petróleo, incluyendo el precio anticipado del petróleo **"Brent"** (crudo de referencia internacional extraído de yacimientos del Mar del Norte, cuyo precio sirve como principal índice (*benchmark*) para la determinación del valor del petróleo crudo en los mercados internacionales, incluyendo Europa, África y gran parte de Asia); el impacto de la creciente competencia; las condiciones en los mercados económicos y financieros generales; la disponibilidad de equipos de perforación y equipos relacionados; los efectos de la regulación por parte de agencias gubernamentales y la legislación ambiental en las operaciones de la Compañía; la recuperabilidad de las reservas y las tasas de producción futuras; el momento y el número de amortizaciones de pozos secos permitidas para fines fiscales colombianos; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; el estado de los litigios; el momento de la perforación y terminación de pozos; la recepción de aprobaciones de socios, regulatorias y comunitarias; que la Compañía tendrá suficiente flujo de efectivo, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros necesarios para financiar sus gastos de capital y operativos y requisitos según sea necesario; que la conducta y los resultados de las operaciones de la Compañía serán consistentes con sus expectativas; que la Compañía tendrá la

capacidad de desarrollar las propiedades de petróleo y gas de la Compañía de la manera actualmente contemplada; que la evaluación de Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración es consistente con sus expectativas; que las condiciones, leyes y regulaciones de la industria actuales o, cuando corresponda, propuestas, continuarán vigentes o según lo anticipado como se describe en el presente; que las estimaciones de los volúmenes de producción y reservas de la Compañía y los supuestos relacionados con ellos (incluyendo los precios de las materias primas y los costos de desarrollo) son precisos en todos los aspectos materiales; la integración exitosa de los activos de E&P de Frontera y la realización de las sinergias y beneficios anticipados derivados de la misma; la realización de los beneficios anticipados de la asociación con Ecopetrol en la cuenca del Magdalena; que la Compañía podrá obtener prórrogas de contratos o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el cronograma de puesta en marcha de la producción de pozos de exploración exitosos; el desempeño operativo de los campos en producción no operados; la capacidad de los gasoductos u oleoductos; que Parex tendrá suficientes recursos financieros para pagar dividendos y adquirir acciones de conformidad con su programa de readquisición en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones en el giro ordinario del negocio en el futuro; que los precios de referencia (*strip prices)* permanecerán sin cambios; y otros asuntos. La capacidad de la Compañía para llevar a cabo su plan de negocios depende principalmente del apoyo continuo de sus accionistas, del descubrimiento de reservas económicamente recuperables y de la capacidad de la Compañía para obtener financiación o generar suficiente flujo de efectivo para desarrollar dichas reservas. Las declaraciones prospectivas y otra información contenida en este documento relativas a la industria del petróleo y el gas natural en los países en los que opera la Compañía, así como las expectativas generales de la Compañía con respecto a esta industria, se basan en estimaciones preparadas por la gerencia utilizando datos de fuentes de la industria disponibles públicamente, así como informes de recursos, estudios de mercado y análisis de la industria, y en supuestos basados en datos y conocimientos de esta industria que la Compañía considera razonables. Sin embargo, estos datos son intrínsecamente imprecisos, aunque generalmente indicativos de las posiciones relativas en el mercado, las cuotas de mercado y las características de desempeño. Si bien la Compañía no tiene conocimiento de ninguna incorrección material con respecto a los datos de la industria presentados en este documento, la industria del petróleo y el gas natural implica numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeta a cambios basados en diversos factores.

La gerencia ha incluido el resumen anterior de riesgos y supuestos relacionados con las declaraciones prospectivas y otra información proporcionada en este Prospecto con el fin de brindar a los accionistas e inversionistas una perspectiva más completa sobre las operaciones actuales y futuras de Parex, y dicha información podría no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño o los logros reales de Parex podrían diferir materialmente de los expresados o implícitos en estas declaraciones prospectivas y, por lo tanto, no se puede garantizar que cualquiera de los eventos anticipados por las declaraciones prospectivas sucederá u ocurrirá, o si alguno de ellos lo hace, qué beneficios obtendrá Parex de ello.

Estas declaraciones prospectivas se realizan a la fecha de este Prospecto y Parex renuncia a cualquier intención u obligación de actualizar públicamente cualquier declaración prospectiva, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros o de otro modo, salvo que lo exijan las leyes de valores aplicables.

Este Prospecto contiene información que puede constituir una perspectiva financiera según las leyes de valores aplicables sobre la potencial posición financiera de la Compañía, incluyendo, entre otros, la guía de 2026 de Parex, que incluye su producción anticipada y sus gastos de capital. Todas estas declaraciones están sujetas a numerosos supuestos, factores de riesgo, limitaciones y calificaciones, incluyendo los establecidos en los párrafos anteriores. Los resultados de operaciones reales de la Compañía y los resultados financieros resultantes variarán de los montos establecidos en este Prospecto y dichas variaciones pueden ser materiales. Esta información se ha proporcionado solo para fines ilustrativos y, con respecto a periodos futuros, se basa en presupuestos y pronósticos que son especulativos, están sujetos a una variedad de contingencias y pueden no ser apropiados para otros fines. En consecuencia, no se debe confiar en estas estimaciones como indicativas de resultados futuros. Excepto según lo requieran las leyes de valores aplicables, la Compañía no asume ninguna obligación de actualizar dicha perspectiva financiera. La perspectiva financiera contenida en este Prospecto se realizó el 30 de junio de 2026 y se proporcionó con el propósito de brindar información adicional sobre las posibles operaciones comerciales

futuras de la Compañía. Se advierte a los lectores que la perspectiva financiera contenida en este Prospecto no es concluyente y está sujeta a cambios, y no debe utilizarse para fines distintos a aquellos para los que se divulga en este documento.

AVISO SOBRE MEDIDAS FINANCIERAS NO GAAP Y OTRAS MEDIDAS FINANCIERAS

Este Prospecto utiliza diversas "medidas financieras no GAAP", "*ratios* no GAAP", "medidas financieras complementarias" y "medidas de gestión de capital" (tal como se definen dichos términos en el Instrumento Nacional 52-112 – *Medidas Financieras No Gaap Y Otras Medidas Financieras*), las cuales se describen con mayor detalle a continuación. Dichas medidas no son medidas financieras estandarizadas en virtud de las NIIF y podrían no ser comparables con medidas financieras similares reveladas por otros emisores. Se advierte a los Inversionistas que las medidas financieras no GAAP no deben interpretarse como alternativas a, o más significativas que, las medidas GAAP más directamente comparables como indicadores del desempeño de Parex.

Estas medidas facilitan las comparaciones de la gerencia con los resultados operativos históricos de la Compañía al evaluar sus resultados y la toma de decisiones estratégicas y operativas, y pueden ser utilizadas por analistas financieros y otros en la industria del petróleo y gas natural para evaluar el desempeño de la Compañía. Además, la gerencia considera que dichas medidas financieras son información complementaria útil para analizar el desempeño operativo y proporcionar una indicación de los resultados generados por las actividades comerciales principales de la Compañía.

A continuación, se presenta una descripción de las medidas financieras no GAAP, los *ratios* no GAAP, las medidas financieras complementarias y las medidas de gestión de capital utilizadas en este Prospecto.

Medidas financieras no GAAP

Gastos de capital, es una medida financiera no GAAP que la Compañía utiliza para describir sus costos de capital asociados con gastos de petróleo y gas. Esta medida considera tanto los gastos en propiedades, planta y equipo como los gastos en activos de exploración y evaluación, los cuales son partidas del estado de flujos de efectivo de la Compañía para el período, y se calcula de la siguiente manera:

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio		Por los seis meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025	**2026**	2025
Gastos en propiedades, planta y equipo	**$69.131**	$49.067	**$117.413**	$94.018
Gastos de exploración y evaluación	**$64.562**	$39.623	**$107.323**	$51.726
Gastos de capital	**$133.693**	$88.690	**$224.736**	$145.744

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el					
	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Gastos en propiedades, planta y equipo	$48.282	$47.575	$59.002	$44.951	$62.799	$68.406

Gastos de exploración y evaluación	$42.761	$37.045	$20.959	$12.103	$19.311	$13.961
Gastos de capital	$91.043	$84.620	$79.961	$57.054	$82.110	$82.367

EBITDA, es una medida financiera no GAAP que se define como la utilidad neta ajustada por ingresos y gastos financieros, otros gastos, gastos por impuesto sobre la renta y depreciación, agotamiento y amortización. La Compañía considera que el EBITDA es una medida clave ya que demuestra la rentabilidad de Parex antes de ingresos y gastos financieros, impuestos, depreciación, agotamiento y amortización y otras partidas que no representan efectivo. Véase la sección 7.5 - *Información sobre el EBITDA en los Últimos Tres Años y para los Tres Meses Terminados el 30 de Junio de 2026* para una conciliación de la utilidad neta al EBITDA.

EBITDA Ajustado, es una medida financiera no GAAP definida como el EBITDA ajustado por cargos por deterioro no monetarios, gastos de compensación basados en acciones, ganancias por adquisición, costos de transacción, ajuste al valor razonable de inventarios no monetarios, ganancias (pérdidas) no realizadas por diferencia cambiaria y ganancias (pérdidas) no realizadas en contratos de gestión de riesgos y valores negociables. A continuación se presenta una conciliación de la utilidad neta al EBITDA Ajustado:

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025
Utilidad neta	444.296	49.113
Ingresos financieros	(2.740)	(612)
Gastos financieros	17.219	5.474
Otros gastos	8.970	12.453
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta	(42.576)	9.623
Agotamiento, depreciación y amortización	62.382	47.949
EBITDA	487.551	124.000
Gastos de compensación basados en acciones	(341)	6.476
Ganancia por adquisición	(302.483)	-
Costos de transacción	28.390	-
Ajuste al valor razonable de inventarios no monetarios	9.365	-
Ganancia no realizada por diferencia cambiaria	(2.217)	(2.369)
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgos de materias primas	(30.635)	(362)
(Ganancia) pérdida no realizada en valores negociables	2.433	-

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio	
EBITDA Ajustado	192.063	127.745

Flujo de fondos libre (free funds flow), es una medida financiera no GAAP que se determina como el flujo de fondos proveniente de las operaciones menos los gastos de capital. La Compañía considera que el flujo de fondos libre es una medida clave ya que demuestra la capacidad de Parex para financiar el retorno de capital, como el programa de readquisición en el marco de la oferta pública de adquisición de acciones en el giro ordinario del negocio y los dividendos, sin acudir a fondos externos, y se calcula de la siguiente manera:

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio		Por los seis meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025	2026	2025
Efectivo proveniente de actividades operativas	199.235	142.642	223.321	230.020
Cambio neto en activos y pasivos que no representan efectivo	(67.181)	(37.821)	22.435	(3.255)
Flujo de fondos proveniente de las operaciones	132.054	104.821	245.756	226.765
Gastos de capital, excluyendo adquisiciones corporativas	133.693	88.690	224.736	145.744
Flujo de fondos libre	(1.639)	16.131	21.020	81.021

Netback operativo*,* es una medida financiera no GAAP que la Compañía considera como una medida clave ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el Netback operativo como las ventas de petróleo y gas natural de la producción, menos el petróleo crudo comprado, las regalías, los gastos de producción y los gastos de transporte.

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio		Por los seis meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025	**2026**	2025
Ventas de petróleo y gas natural	**$466.016**	$239.070	**$737.393**	$504.705
Petróleo crudo comprado	**($36.709)**	$30	**($36.756)**	($162)
Ventas de petróleo y gas natural, netas de petróleo crudo comprado	**$429.307**	$239.100	**$700.637**	$504.543
Regalías	**($72.961)**	($30.913)	**($109.749)**	($67.318)
Ingresos netos	**$356.346**	$208.187	**$590.888**	$437.225

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio		Por los seis meses terminados el 30 de junio	
Gastos de producción	**($90.766)**	($49.492)	**($148.082)**	($106.350)
Gastos de transporte	**($34.019)**	($17.421)	**($54.276)**	($34.239)
***Netback* operativo**	**$231.561**	$141.274	**$388.530**	$296.636

***Ratios* no GAAP**

Netback operativo por boe es un *ratio* no GAAP que la Compañía considera como una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el Netback operativo por boe como el Netback operativo dividido por los volúmenes totales equivalentes de ventas de petróleo y gas producidos antes del consumo para el precio de venta del petróleo y gas natural, el precio de venta del petróleo y gas natural neto del petróleo crudo comprado, las regalías, y los gastos de producción y transporte por boe.

Medidas de gestión de capital

Flujo de fondos proveniente de las operaciones, es una medida de gestión de capital que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en activos y pasivos que no representan efectivo. La Compañía considera que el flujo de fondos proveniente de las operaciones es una medida clave ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo. A continuación se presenta una conciliación del efectivo proveniente de actividades operativas al flujo de fondos proveniente de las operaciones:

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el 30 de junio		Por los seis meses terminados el 30 de junio	
	2026	2025	2026	2025
Efectivo proveniente de actividades operativas	199.235	142.642	223.321	230.020
Cambio neto en activos y pasivos que no representan efectivo	(67.181)	(37.821)	22.435	(3.255)
Flujo de fondos proveniente de las operaciones	132.054	104.821	245.756	226.765

(Miles de USD)	Por los tres meses terminados el					
	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Efectivo proveniente de actividades operativas	24.086	107.744	86.992	87.621	67.847	181.874

Cambio neto en activos y pasivos que no representan efectivo	89.616	15.178	18.306	34.323	73.354	(30.101)
Flujo de fondos proveniente de las operaciones	113.702	122.922	105.298	121.944	141.201	151.773

Superávit (déficit) de capital de trabajo, es una medida de gestión de capital que la Compañía utiliza para describir su posición de liquidez y su capacidad para cumplir con sus pasivos de corto plazo. El superávit (déficit) de capital de trabajo se define como los activos corrientes menos los pasivos corrientes:

(Miles de USD)	Al 30 de junio,	
	2026	2025
Activos corrientes	602.247	239.485
Pasivos corrientes	685.469	219.437
(Déficit) superávit de capital de trabajo	(83.222)	20.048

(Miles de USD)	Al					
	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Activos corrientes	411.425	273.994	224.109	259.256	245.943	248.208
Pasivos corrientes	275.919	245.967	227.276	190.216	186.546	210.699
Superávit (déficit) de capital de trabajo	135.506	28.027	(3.167)	69.040	59.397	37.509

Deuda neta (efectivo neto), es una medida de gestión de capital que la Compañía utiliza para monitorear el apalancamiento y gestionar el capital. La deuda neta (efectivo neto) se define como el capital de trabajo, menos la deuda bancaria, los bonos no garantizados y los prepagos de clientes a largo plazo:

(Miles de USD)	Al 30 de junio,	
	2026	2025
Déficit (superávit) de capital de trabajo	83.222	(20.048)
Deuda bancaria	-	18.000
Bonos no garantizados	792.265	-
Prepagos de clientes – largo plazo	31.111	-

Deuda neta (efectivo neto)	906.598	(2.048)

(Miles de USD)	Al					
	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
(Superávit) déficit de capital de trabajo	(135.506)	(28.027)	3.167	(69.040)	(59.397)	(37.509)
Deuda bancaria	175.200	33.000	10.000	50.000	60.000	30.000
Deuda neta (efectivo neto)	39.694	4.973	13.167	(19.040)	603	(7.509)

Medidas financieras complementarias

"**Gasto de producción por boe**" comprende el gasto de producción, determinado de conformidad con las NIIF, dividido por los volúmenes totales equivalentes de ventas de petróleo y gas producidos antes del consumo.

"**Gasto de transporte por boe**" comprende el gasto de transporte, determinado de conformidad con las NIIF, dividido por los volúmenes totales equivalentes de ventas de petróleo y gas producidos antes del consumo.

AVISO SOBRE ASUNTOS DE PETRÓLEO Y GAS

Este Prospecto contiene una serie de métricas de petróleo y gas, incluyendo *Netbacks* operativos. Estas métricas de petróleo y gas han sido preparadas por la gerencia y no tienen significados estandarizados ni métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas y no deben utilizarse para realizar comparaciones. Dichas métricas se han incluido en este documento para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores fiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro puede no compararse con el desempeño en periodos anteriores y, por lo tanto, no es recomendable basarse indebidamente en dichas métricas. La gerencia utiliza estas métricas de petróleo y gas para sus propias mediciones de desempeño y para proporcionar a los titulares de valores medidas para comparar las operaciones de la Compañía a lo largo del tiempo. Se advierte a los lectores que no deben basarse en la información proporcionada por estas métricas, o que pueda derivarse de las métricas presentadas en este Prospecto, para fines de inversión u otros propósitos.

El término "**Boe**" significa barril de petróleo equivalente sobre la base de 6 mil pies cúbicos ("**Mcf**") de gas natural por 1 bbl. El Boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza de forma aislada. El *ratio* de conversión de boe de 6 Mcf:1 Bbl se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo. Dado que el *ratio* de valor basado en el precio actual del petróleo crudo es, en comparación con el gas natural, significativamente diferente de la equivalencia energética de 6 Mcf:1 Bbl, utilizar un *ratio* de conversión de 6 Mcf:1 Bbl puede ser engañoso como indicación de valor.

Las reservas son estimaciones de las cantidades remanentes de petróleo, gas natural y sustancias relacionadas que se prevé sean recuperables de acumulaciones conocidas, a partir de una fecha determinada, con base en:

- el análisis de datos de perforación, geológicos, geofísicos y de ingeniería;
- el uso de tecnología establecida; y
- condiciones económicas específicas, que generalmente se aceptan como razonables.

Las reservas se clasifican según el grado de certeza asociado con las estimaciones:

- las reservas probadas son aquellas reservas que pueden estimarse con un alto grado de certeza como recuperables. Es probable que las cantidades remanentes realmente recuperadas excedan las reservas probadas estimadas; y
- las reservas probables son aquellas reservas adicionales que tienen menor certeza de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades remanentes realmente recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más probables estimadas.

Otros criterios que también deben cumplirse para la categorización de reservas se establecen en el Manual COGE.

Cada una de las categorías de reservas (probadas y probables) puede dividirse en categorías de desarrolladas y no desarrolladas:

- Las reservas desarrolladas son aquellas reservas que se espera recuperar de pozos existentes e instalaciones ya instaladas o, si las instalaciones no se han instalado, que implicarían un gasto bajo (por ejemplo, en comparación con el costo de perforar un pozo) para poner las reservas en producción. La categoría desarrollada puede subdividirse en “en producción” y “sin producción”.
    - Las reservas desarrolladas en producción son aquellas reservas que se espera recuperar de los intervalos de terminación abiertos en el momento de la estimación. Estas reservas pueden estar produciendo actualmente o, si están cerradas, deben haber estado en producción anteriormente, y la fecha de reanudación de la producción debe conocerse con certeza razonable.
    - Las reservas desarrolladas sin producción son aquellas reservas que no han estado en producción, o que han estado en producción anteriormente, pero están cerradas, y se desconoce la fecha de reanudación de la producción.
- Las reservas no desarrolladas son aquellas reservas que se espera recuperar de acumulaciones conocidas en las que se requiere un gasto significativo (por ejemplo, en comparación con el costo de perforación de un pozo) para que sean capaces de producir. Deben cumplir plenamente con los requisitos de la categoría de reservas (probada o probable) a la que se asignan.

En yacimientos de múltiples pozos, puede ser apropiado asignar las reservas totales del yacimiento entre las categorías de desarrolladas y no desarrolladas, o subdividir las reservas desarrolladas del yacimiento entre desarrolladas productivas y desarrolladas no productivas. Esta asignación debe basarse en la evaluación del estimador respecto a las reservas que se recuperarán de pozos, instalaciones e intervalos de completamiento específicos en el yacimiento y sus respectivos estados de desarrollo y producción.

Los niveles de certeza cualitativos referidos en las definiciones anteriores son aplicables a las “entidades de reservas individuales”, que se refiere al nivel más bajo en el que se realizan los cálculos de reservas, y a las “reservas reportadas”, que se refiere al nivel más alto o a la suma de las estimaciones de entidades

individuales para las cuales se presentan las reservas. Las reservas reportadas deben alcanzar los siguientes niveles de certeza bajo un conjunto específico de condiciones económicas:

- al menos un 90 por ciento de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superen las reservas probadas estimadas; y

- al menos un 50 por ciento de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superen la suma de las reservas probadas más las probables estimadas.

Es deseable contar con una medida cuantitativa de los niveles de certeza correspondientes a las estimaciones preparadas para las distintas categorías de reservas para comprender con mayor claridad los riesgos e incertidumbres asociados. Sin embargo, la mayoría de las estimaciones de reservas se preparan utilizando métodos deterministas que no proporcionan una medida cuantitativa de probabilidad derivada matemáticamente. En principio, no debería haber diferencia entre las estimaciones preparadas utilizando métodos probabilísticos o deterministas.

Se proporciona una aclaración adicional para la clasificación de reservas y los niveles de certeza asociados con las estimaciones de reservas en el Manual COGE.

TABLA DE CONTENIDO

ANEXOS 5

GLOSARIO 28

1. RESUMEN 35

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL EMISOR 35

1.1.1 EMISOR 35

1.1.2 DIRECCIÓN 35

1.1.3 SUCURSALES 35

1.1.4 ACTIVIDAD PRINCIPAL 35

1.2 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LOS VALORES 35

1.2.1 MERCADO EN EL QUE SE NEGOCIAN LOS VALORES 35

1.2.2 MÉTODO DE REGISTRO 35

1.2.3 CLASE DE VALORES 35

1.2.4 LEY DE CIRCULACIÓN 36

1.2.5 VALOR NOMINAL 36

1.2.6 VALOR PATRIMONIAL POR ACCIÓN 36

1.2.7 NÚMERO DE ACCIONES ORDINARIAS EN CIRCULACIÓN 36

1.2.8 DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES 36

1.2.9 BOLSAS DE VALORES EN LAS QUE COTIZAN LOS VALORES 36

1.2.10 INFORMACIÓN FINANCIERA 36

1.2.11 CÓDIGO DE CONDUCTA Y PRINCIPIOS EMPRESARIALES 37

2. INFORMACIÓN SOBRE LOS VALORES 37

2.1 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LAS ACCIONES ORDINARIAS 37

2.1.1 CLASE DE VALOR 37

2.1.2 VALOR PATRIMONIAL POR ACCIÓN 37

2.1.3 PRECIO BASE DE LA ACCIÓN EN LA BVC 38

2.1.4 DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS 38

2.1.5 LEY DE CIRCULACIÓN 39

2.1.6 OBLIGACIONES DEL EMISOR 39

2.1.7 ACCIONES EN CIRCULACIÓN 41

2.1.8 VALOR NOMINAL 41

2.2 BOLSA DE VALORES O SISTEMA DONDE ESTÁN REGISTRADOS LOS VALORES 41

2.3 MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DA A CONOCER INFORMACIÓN DE INTERÉS A LOS INVERSIONISTAS 41

2.4 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE A LOS VALORES COTIZADOS 41

2.4.1 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE A LAS ACCIONES QUE SE NEGOCIAN A TRAVÉS DE LA BVC 41

2.4.2 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE EN COLOMBIA A LAS INVERSIONES EN ACCIONES 42
2.4.3 CONVENIO DE DOBLE TRIBUTACIÓN 43
2.4.4 CIERTAS CONSIDERACIONES SOBRE EL IMPUESTO FEDERAL SOBRE LA RENTA DE CANADÁ 45
2.5 ADMINISTRACIÓN DE LAS ACCIONES Y CUSTODIA INTERNACIONAL 46
2.6 NEGOCIACIÓN DE ACCIONES 47
2.6.1 NORMAS DE NEGOCIACIÓN DE ACCIONES 47
2.7 POLÍTICA DE DIVIDENDOS DE LA COMPAÑÍA 51
2.8 RIESGO CAMBIARIO ASOCIADO AL PAGO DE DIVIDENDOS 53
2.9 ASAMBLEAS DE ACCIONISTAS 53
2.10 LIMITACIONES AL CAMBIO DE CONTROL DE LA COMPAÑÍA Y RESTRICCIONES A LA NEGOCIACIÓN DE ACCIONES 54
2.11 FIDEICOMISOS QUE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS DE LAS ACCIONES 55
2.12 LIMITACIONES EN LOS DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS A LOS DERECHOS DE LAS ACCIONES 55
2.13 PRECIO PROMEDIO Y VOLUMEN NEGOCIADO 56
2.14 RÉGIMEN LEGAL APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES 56
2.15 RÉGIMEN CAMBIARIO Y DE INVERSIÓN INTERNACIONAL APLICABLE 57
2.16 CLÁUSULA DE SALVAGUARDIA 60
2.17 METODOLOGÍA DE VALORACIÓN DE CAPITAL 61
3. INFORMACIÓN DEL EMISOR 61
3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL EMISOR 61
3.1.1 NOMBRE Y CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA 61
3.1.2 SITUACIÓN JURÍDICA 61
3.1.3 DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN 61
3.1.4 REGULACIÓN ESPECÍFICA 62
3.1.5 ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS 62
3.1.6 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE PAREX 62
3.1.7 SUBSIDIARIAS 63
3.1.8 OTRAS INVERSIONES 64
3.2 NEGOCIO DEL EMISOR 64
3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL NEGOCIO 64
3.2.2 VISIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA 68
3.2.3 PRINCIPALES PROPIEDADES Y CONTRATOS 75
3.2.4 RELACIONES LABORALES 81
3.2.5 TRANSACCIONES RECIENTES 82
3.2.6 ESTRATEGIA DEL EMISOR 82

4. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR 83
4.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL 83
4.2 JUNTA DIRECTIVA 83
4.2.1 MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA 83
4.2.2 COMPOSICIÓN 84
4.2.3 REUNIONES Y RESOLUCIONES 84
4.2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES 85
4.2.5 MECANISMOS PARA GARANTIZAR LA INDEPENDENCIA 86
4.2.6 REQUISITOS DE INDEPENDENCIA 86
4.2.7 REQUISITOS ADICIONALES DE INDEPENDENCIA 87
4.2.8 ELECCIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA 87
4.3 ALTA GERENCIA DEL EMISOR 87
4.4 INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE FINANZAS Y AUDITORÍA 88
4.5 PARTICIPACIONES ACCIONARIAS DE LOS DIRECTORES Y FUNCIONARIOS EJECUTIVOS DEL EMISOR 89
4.6 PLANES DE COMPENSACIÓN BASADA EN ACCIONES Y OPCIONES SOBRE ACCIONES 89
4.7 PARTICIPACIONES DE EXPERTOS 93
5. INFORMACIÓN DE RIESGO DEL EMISOR 93
5.1 RIESGOS OPERATIVOS 93
5.1.1 CONFLICTOS SOCIALES E INESTABILIDAD 93
5.1.2 COMPROMISOS MÍNIMOS DE TRABAJO EN BLOQUES DE EXPLORACIÓN 94
5.1.3 TITULARIDAD DE ACTIVOS 94
5.1.4 RIESGO DE ACTIVOS SIGNIFICATIVOS NO OPERADOS 94
5.1.5 DIVERSIFICACIÓN 95
5.1.6 EXPANSIÓN HACIA NUEVAS ACTIVIDADES 95
5.1.7 ESTIMACIONES DE RESERVAS 95
5.1.8 COMPETENCIA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL 96
5.1.9 RIESGOS DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN 96
5.1.10 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, PROCESAMIENTO Y TRANSPORTE 98
5.1.11 TRANSPORTE POR CAMIÓN Y BARCAZA PARA EVACUAR UNA PARTE DE LA PRODUCCIÓN 98
5.1.12 DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y ACCESO 99
5.1.13 SUMINISTRO DE ENERGÍA 99
5.1.14 GESTIÓN DEL AGUA Y PROGRAMAS DE INYECCIÓN DE AGUA 99
5.1.15 SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y CIBERSEGURIDAD 99
5.1.16 RIESGOS DE SEGURIDAD DE DATOS 101

5.1.17 DEPENDENCIA DE UNA FUERZA LABORAL CALIFICADA Y PERSONAL CLAVE 101
5.1.18 RELACIONES LABORALES 101
5.1.19 COSTO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS 102
5.1.20 POSIBLES CONFLICTOS DE INTERÉS 102
5.2 RIESGOS REGULATORIOS, POLÍTICOS Y GEOPOLÍTICOS 102
5.2.1 CAMBIOS EN EL GOBIERNO Y CAMBIOS POLÍTICOS 102
5.2.2 RIESGO DE LAS OPERACIONES EN EL EXTRANJERO 104
5.2.3 EJERCICIO DE LAS FACULTADES DE EXPROPIACIÓN POR PARTE DEL GOBIERNO COLOMBIANO 105
5.2.4 CONFLICTOS Y TENSIONES REGIONALES 105
5.2.5 ACTIVIDAD GUERRILLERA EN COLOMBIA 106
5.2.6 RELACIONES DE ESTADOS UNIDOS CON COLOMBIA 107
5.2.7 CONFLICTO ENTRE ESTADOS UNIDOS, ISRAEL E IRÁN Y LA INESTABILIDAD GEOPOLÍTICA RELACIONADA 108
5.2.8 RIESGOS ASOCIADOS CON OPERACIONES GEOGRÁFICAMENTE CONCENTRADAS 109
5.2.9 REGALÍAS 109
5.2.10 REGALÍAS DE PARTICIPACIÓN POR PRECIOS ALTOS 109
5.2.11 IMPUESTO SOBRE LA RENTA 110
5.2.12 SUBSIDIARIAS EXTRANJERAS 110
5.2.13 APROBACIONES REGULATORIAS 111
5.2.14 LEYES CONTRA LA CORRUPCIÓN Y EL SOBORNO 111
5.3 RIESGOS ASG 112
5.3.1 OBLIGACIONES RELACIONADAS CON LOS DERECHOS DE LAS COMUNIDADES INDÍGENAS Y ÉTNICAS EN COLOMBIA 112
5.3.2 RIESGOS DE COSTOS DE ABANDONO Y RECLAMACIÓN 112
5.3.3 REGULACIONES AMBIENTALES, DE SALUD Y SEGURIDAD 113
5.3.4 DESASTRES NATURALES Y EVENTOS CLIMÁTICOS EXTREMOS EN COLOMBIA 114
5.3.5 RIESGOS DE REPUTACIÓN 115
5.3.6 TRABAJO FORZADO O INFANTIL EN LA CADENA DE SUMINISTRO 115
5.3.7 REGULACIÓN SOBRE EMISIONES DE GEI 116
5.3.8 NORMAS CONTRA EL ECOBLANQUEO (GREENWASHING) 117
5.3.9 PANDEMIAS Y SU EFECTO EN LA ECONOMÍA GLOBAL 117
5.4 RIESGOS FINANCIEROS Y DE ESTRUCTURA DE CAPITAL: 117
5.4.1 LIQUIDEZ 117
5.4.2 FACILIDADES DE CRÉDITO 118
5.4.3 FINANCIAMIENTO ADICIONAL 118
5.4.4 PRECIO DE MERCADO DE LAS ACCIONES ORDINARIAS 119

5.4.5 ACTIVISMO DE ACCIONISTAS 119
5.4.6 EMISIÓN DE DEUDA 119
5.4.7 DILUCIÓN 119
5.4.8 RIESGO DE CRÉDITO DE TERCEROS 120
5.4.9 VARIACIÓN EN LAS TASAS DE CAMBIO 120
5.4.10 INFLACIÓN, GESTIÓN DE COSTOS Y TASAS DE INTERÉS 120
5.4.11 SEGUROS Y SEGURIDAD 121
5.4.12 AJUSTES CONTABLES Y GANANCIAS 122
5.4.13 EFECTIVO PROVENIENTE DE SUBSIDIARIAS 122
5.4.14 CONTROLES INTERNOS 122
5.5 RIESGOS DE MERCADO Y DE MATERIAS PRIMAS 123
5.5.1 PRECIOS DE LAS MATERIAS PRIMAS, MERCADOS Y COMERCIALIZACIÓN 123
5.5.2 PETRÓLEO CRUDO PESADO 124
5.5.3 DEMANDA Y PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS 124
5.5.4 GESTIÓN DE RIESGOS DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS O DIVISAS. 125
5.5.5 RIESGO DE AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO LOCAL LÍQUIDO PARA LAS ACCIONES EN COLOMBIA 125
5.5.6 RIESGO ASOCIADO A LA NATURALEZA INDEPENDIENTE Y A LAS MODIFICACIONES DEL INSTRUCTIVO OPERATIVO 125
5.6 RIESGOS CONTRACTUALES Y DE CONTRAPARTE 126
5.6.1 no OBTENCIÓN DE LOS BENEFICIOS ANTICIPADOS DE ADQUISICIONES Y ENAJENACIONES 126
5.6.2 LITIGIOS GENERALES Y EN MATERIA DE PROPIEDAD INTELECTUAL 126
5.6.3 RIESGO DE CONTINGENCIAS CONTRACTUALES Y OBLIGACIONES DE FINANCIAMIENTO IMPREVISTAS 127
5.6.4 INCUMPLIMIENTO DE CONFIDENCIALIDAD 127
5.6.5 VENCIMIENTO CONTRACTUAL 127
5.6.6 SOSTENIBILIDAD DE LAS RELACIONES ESTRATÉGICAS 128
5.6.7 ACUERDOS DE Operación CONJUNTA 128
5.7 RIESGOS RELACIONADOS CON LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA 128
5.7.1 AJUSTE DEL PRECIO DE COMPRA EN CASO DE QUE SE CUMPLA LA CONDICIÓN QUIFA 128
5.7.2 LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA PODRÍA NO LOGRAR LOS BENEFICIOS PREVISTOS 128
5.7.3 PASIVOS INESPERADOS Y RIESGOS DE VALORACIÓN DE ACTIVOS 129
5.7.4 EXIGENCIAS IMPUESTAS A PAREX POR LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA 129
5.7.5 NO HAY GARANTÍAS SOBRE LOS RESULTADOS FUTUROS 129
5.7.6 LITIGIOS DERIVADOS DE LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA 129

5.8 RIESGOS RELACIONADOS CON EL ENDEUDAMIENTO 130
5.8.1 CLÁUSULAS RESTRICTIVAS EN CONTRATOS DE DEUDA 130
6. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ACTIVIDADES COMERCIALES DEL EMISOR 130
6.1 GRADO DE DEPENDENCIA DE CLIENTES Y PROVEEDORES 130
6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN Y VENTAS 131
7. INFORMACIÓN FINANCIERA 131
7.1 CAPITAL AUTORIZADO, EMITIDO Y PAGADO DEL EMISOR Y NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN 131
7.2 OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR COMPLETADAS EN EL ÚLTIMO AÑO 132
7.3 PROVISIONES Y RESERVAS PARA RECOMPRA DE ACCIONES 132
7.4 INFORMACIÓN SOBRE EL PAGO DE DIVIDENDOS 132
7.5 INFORMACIÓN SOBRE EL EBITDA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS Y PARA LOS TRES MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2026 133
7.6 EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL 134
7.7 EMPRÉSTITOS U OBLIGACIONES CONVERTIBLE 134
7.8 PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR 135
7.9 INVERSIONES QUE SUPERAN EL 10% DE LOS ACTIVOS TOTALES DEL EMISOR 135
7.10 RESTRICCIONES A LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIÓN DEL EMISOR 135
7.11 PRINCIPALES INVERSIONES de CAPITAL EN CURSO Y CÓMO SE FINANCIAN 135
7.12 COMPROMISOS EN FIRME PARA INVERSIONES FUTURAS 136
7.13 DESCRIPCIÓN DE ACTIVOS FIJOS DESGLOSADOS EN BIENES PROPIOS, EN ARRENDAMIENTO, EN ALQUILER Y OTROS 136
7.14 PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD INTELECTUAL DEL EMISOR QUE SE ESTÉN UTILIZANDO EN VIRTUD DE ACUERDOS CON TERCEROS, INDICANDO LAS REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS 137
7.15 INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE DESARROLLO QUE AFECTE AL EMISOR 137
7.15.1 PROTECCIONES GENERALES BAJO EL DERECHO CONSTITUCIONAL Y CAMBIARIO 138
7.15.2 PROTECCIÓN BAJO EL TRATADO DE LIBRE COMERCIO CANADÁ-COLOMBIA 138
7.15.3 MARCO QUE RIGE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS 139
7.16 TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS REALIZADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR 140
7.17 PRÉSTAMOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL 5% O MÁS DEL TOTAL DE PASIVOS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO AÑO FISCAL 140
7.18 OBLIGACIONES DEL EMISOR 142

7.19 PROCEDIMIENTOS JUDICIALES CONTRA EL EMISOR 142
7.20 VALORES INSCRITOS EN EL RNVE 142
7.21 TÍTULOS DE DEUDA EN CIRCULACIÓN QUE HAN SIDO OFRECIDOS PÚBLICAMENTE Y NO HAN SIDO REDIMIDOS 143
7.22 VALOR DE LAS GARANTÍAS OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS 143
7.23 EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR 143
8. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA GERENCIA SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR 144
8.1 TENDENCIAS, COMPROMISOS O EVENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR MATERIALMENTE LA LIQUIDEZ, LOS RESULTADOS DE LAS OPERACIONES O LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR 144
8.2 RESULTADOS DEL INGRESO OPERATIVO 145
8.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS 146
8.4 PASIVOS POR PENSIONES Y CARGA DE BENEFICIOS 149
8.5 IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y LAS FLUCTUACIONES DE LA TASA DE CAMBIO EN LOS PRÉSTAMOS E INVERSIONES 149
8.6 PRÉSTAMOS O INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA MANTENIDOS POR EL EMISOR 149
8.7 RESTRICCIONES ACORDADAS CON SUBORDINADOS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA COMPAÑÍA 149
8.8 INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL CIERRE DE LOS ÚLTIMOS TRES (3) AÑOS FISCALES 149
8.9 INFORMACIÓN SOBRE CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE SE MANTIENEN EN EL ÚLTIMO AÑO FISCAL 149
8.10 INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES DE CAPITAL COMPROMETIDAS AL CIERRE DEL ÚLTIMO AÑO FINANCIERO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE INFORMADO 149
8.11 RESULTADO DEL BALANCE GENERAL 150
9. ESTADOS FINANCIEROS 152
9.1 INDICADORES FINANCIEROS 152
9.2 FORMATOS DE INFORMACIÓN FINANCIERA 153
9.3 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS DEL EMISOR 154

GLOSARIO

Para los fines de este Prospecto, las siguientes palabras y expresiones utilizadas en este Prospecto tendrán los significados que se les asignan a continuación, en plural o singular, a menos que otras partes de este Prospecto les den expresamente un significado diferente.

ABCA: El *Business Corporations Act* (Alberta), según sea modificado de tiempo en tiempo, y la reglamentación expedida en desarrollo del mismo, que constituye el régimen societario aplicable a las sociedades incorporadas y organizadas conforme a las leyes de la provincia de Alberta, Canadá.

ACCIÓN o **ACCIÓN ORDINARIA:** Es una acción ordinaria en el capital de la Compañía.

ACCIONES EN CIRCULACIÓN: Son las Acciones emitidas y colocadas por la Compañía, cuya titularidad está en cabeza de los accionistas para su libre negociación**.**

ACUERDO DE ADQUISICIÓN: El acuerdo de reestructuración, con fecha del 10 de marzo de 2026, entre la Compañía, el Comprador y Frontera, en virtud del cual el Comprador adquirió todas las acciones ordinarias emitidas y en circulación de Frontera E&P.

ADQUISICIÓN DE FRONTERA: La adquisición por parte del Comprador, una subsidiaria de propiedad absoluta de la Compañía, de todas las acciones ordinarias emitidas y en circulación de Frontera E&P a través de un plan de reestructuración aprobado judicialmente en virtud de la *Ley de Sociedades Comerciales* (Columbia Británica), de acuerdo con los términos del Acuerdo de Adquisición.

AGENTE DE TRANSFERENCIA: Odyssey Trust Company actúa como agente de transferencia y registrador del Emisor en Canadá. En dicha calidad, es la entidad encargada de mantener el registro de accionistas del Emisor en Canadá, reflejando las transferencias de Acciones de acuerdo con la ley canadiense y las normas aplicables, y coordinando, según corresponda, con los sistemas de depósito y custodia (incluyendo CDS) la actualización de los registros relacionados con las Acciones. Además, el Agente de Transferencia es responsable de informar al Depósito Internacional sobre los movimientos de las Acciones, emitir certificaciones sobre las Acciones en Circulación y realizar las anotaciones correspondientes en el registro de accionistas. La dirección del Agente de Transferencia es: 1230, 300 – 5th Avenue S.W, Calgary, Alberta T2P 3C4, Canadá.

ANH: La Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia, la autoridad gubernamental responsable de la administración, promoción y gestión de los recursos de hidrocarburos de la nación, incluyendo la adjudicación y administración de Contratos E&P, la realización de rondas de licitación y la supervisión del cumplimiento de los contratistas de conformidad con la legislación colombiana aplicable.

ANLA: La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, una entidad gubernamental de la República de Colombia encargada de otorgar o negar licencias, permisos y trámites ambientales bajo la competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

ASG: Asuntos ambientales, sociales y de gobernanza.

BCA: Acuerdos de colaboración empresarial celebrados con Ecopetrol en los que las partes combinan recursos y experiencia para llevar a cabo actividades comerciales relacionadas con la exploración, evaluación, producción y desarrollo de hidrocarburos.

BOLSA DE VALORES: Entidad que tiene por objeto mantener el funcionamiento de un mercado bursátil debidamente organizado, que ofrezca a los Inversionistas, intermediarios y emisores condiciones de seguridad, honorabilidad, corrección, transparencia e igualdad, conforme al Decreto 2555 de 2010, en el cual existen agentes con déficit y agentes con excedente de liquidez con el fin de realizar transacciones.

BVC: Es la Bolsa de Valores de Colombia S.A., un proveedor de infraestructura privada, constituido para administrar el mercado de acciones, derivados y renta fija del mercado de valores colombiano.

CAD$, C$ o CAD: Dólares canadienses, la moneda de curso legal de Canadá.

CUSTODIO INTERNACIONAL: Entidad internacional elegida por DECEVAL para la custodia y administración de las Acciones de la Compañía en el exterior, incluyendo el registro de las posiciones de los Inversionistas en Colombia y el procesamiento de eventos corporativos, dividendos y demás derechos asociados a las Acciones.

COMISIONISTAS DE BOLSA: Entidades supervisadas por la SFC, que permiten el acceso a la compra/venta de acciones. Con oficinas de representación a nivel nacional, son profesionales expertos en la obtención y distribución de recursos financieros. A través de ellas, las personas naturales y jurídicas pueden conocer la gama de alternativas de inversión que ofrece el mercado y recibir asesoría en la toma de decisiones de inversión, de modo que a través de estas compañías se adquirirán los valores que los Inversionistas residentes en Colombia deseen adquirir. Las sociedades comisionistas tienen el deber de asesorar a sus clientes antes de realizar cualquier operación, en los términos y condiciones previstos en la regulación aplicable.

COMPRADOR: Significa Parex AcquisitionCo Inc., una subsidiaria de propiedad absoluta de Parex, que actuó como adquirente de Frontera E&P en virtud del Acuerdo de Adquisición.

CONDICIÓN QUIFA: La condición establecida en el Acuerdo de Adquisición conforme a la cual Parex y el Comprador deben realizar esfuerzos comerciales razonables para extender el Contrato de Asociación Quifa dentro de los 12 meses siguientes al cierre de la Adquisición de Frontera. El cumplimiento de esta condición da lugar al pago contingente adicional de $25 millones a Frontera.

CONTRATO DE ASOCIACIÓN QUIFA: El Contrato E&P celebrado entre Ecopetrol y Sabana Colombia el 22 de diciembre de 2003 con respecto al bloque Quifa, que incluye los campos comerciales Quifa SW, Cajua y Jaspe. En virtud de este contrato, Frontera tiene derecho a recibir el 60% y Ecopetrol el 40% de la producción de cada campo comercial (después de deducir las regalías gubernamentales aplicables). Está programado para finalizar en diciembre de 2031.

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: Los antiguos contratos de hidrocarburos celebrados por Ecopetrol con compañías bajo el régimen de contratación anterior de Colombia (antes de la creación de la ANH) en virtud de los cuales las partes emprenden conjuntamente actividades de exploración, evaluación, desarrollo y/o producción dentro de un área o bloque contractual definido en Colombia, y asignan participaciones, recuperación de costos/distribución de la producción, la operatividad y otras responsabilidades de conformidad con dicho régimen anterior y las regulaciones aplicables.

CONTRATO E&P: Los contratos de exploración y producción celebrados con la ANH que otorgan a las compañías los derechos para explorar, evaluar, desarrollar y producir hidrocarburos dentro de un área contractual definida, junto con todos los compromisos de trabajo, garantías y términos fiscales relacionados con los mismos.

CONVENIO: Contrato utilizado por la ANH para áreas operadas directamente por Ecopetrol, que refleja los términos del Contrato E&P pero excluye los derechos económicos de la ANH y permite que la producción continúe hasta el límite económico del campo.

CONVENIO DE DOBLE TRIBUTACIÓN: Es el tratado internacional entre Canadá y la República de Colombia para Evitar la Doble Imposición y para Prevenir la Evasión Fiscal en Relación con el Impuesto sobre la Renta y sobre el Patrimonio, junto con su Protocolo, suscrito en Lima el 21 de noviembre de 2008, aprobado en Colombia mediante la Ley 1459 de 2011 y que entró en vigor el 12 de junio de 2012.

DECEVAL: Es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia Deceval S.A., entidad encargada de reflejar, mediante anotaciones en cuenta, las posiciones de los Inversionistas en Colombia sobre las Acciones, así como de la compensación, liquidación y transferencia de valores y efectivo como resultado de las operaciones realizadas en Colombia sobre las Acciones. Además, es responsable de proporcionar

los mecanismos que permitan a los intermediarios nacionales/Depositantes Directos formalizar las transferencias de las Acciones que impartan los Inversionistas.

DEPOSITANTE(S) DIRECTO(S): Las entidades que, de acuerdo con el reglamento de operaciones de DECEVAL aprobado por la SFC, pueden acceder directamente a sus servicios y han firmado el contrato de depósito de valores, ya sea en su nombre y por cuenta propia y/o en nombre y por cuenta de terceros.

DEPÓSITO INTERNACIONAL o **CDS:** Entidad encargada de la custodia, administración, compensación, liquidación y transferencia de valores en Canadá (CDS Clearing and Depository Services Inc.), tanto a nivel nacional como transfronterizo. Esta entidad se encuentra ubicada en 85 Richmond Street West, Toronto, Ontario M5H 2C9. Teléfono: (416) 365-8400.

EBITDA: Una medida financiera no GAAP que se define como la utilidad neta ajustada por ingresos y gastos financieros, otros gastos, el gasto por impuesto sobre la renta y el agotamiento, depreciación y amortización. Véase el "Aviso sobre Medidas Financieras no GAAP y Otras Medidas Financieras".

EBITDA AJUSTADO: Una medida financiera no GAAP definida como el EBITDA ajustado por cargos por deterioro no monetarios, gastos de compensación basados en acciones, ganancias por adquisición, costos de transacción, ajuste no monetario al valor razonable de inventarios, ganancias (pérdidas) no realizadas por diferencia cambiaria, y ganancias (pérdidas) no realizadas en contratos de gestión de riesgos y valores negociables. Véase el "Aviso sobre Medidas Financieras no GAAP y Otras Medidas Financieras".

ECOPETROL: Ecopetrol S.A., la empresa de petróleo y gas controlada por el Estado colombiano (y compañía petrolera nacional), dedicada a la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de hidrocarburos en Colombia y a nivel internacional.

ESTATUTO TRIBUTARIO: Cuerpo normativo expedido mediante el Decreto 624 de 1989, según sea modificado de tiempo en tiempo, que compila y organiza las normas con fuerza de ley relativas a los impuestos administrados por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), incluyendo disposiciones sobre el impuesto sobre la renta y complementarios, el impuesto sobre las ventas (IVA), retención en la fuente, obligaciones formales de los contribuyentes, procedimiento tributario, sanciones, fiscalización, determinación oficial, recursos administrativos, devoluciones y compensaciones, y cobro coactivo.

FOP: Modalidad de transferencia de valores mediante la cual se realiza la entrega o movimiento de los títulos entre cuentas o participantes del sistema de depósito y compensación sin que exista una transferencia simultánea de fondos asociada a la operación.

FRONTERA E&P: Sabana Petroleum International Holdings B.V. (anteriormente denominada Frontera Petroleum International Holdings B.V., cuyo cambio de denominación se hizo efectivo el 2 de septiembre de 2026), una compañía constituida en los Países Bajos y subsidiaria del Comprador, que posee el antiguo negocio de exploración y producción de Frontera en Colombia, incluyendo todos sus activos de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia, su planta de tratamiento de agua por ósmosis inversa y su plantación de palma de aceite. Antes de la Adquisición de Frontera, era una subsidiaria de propiedad absoluta de Frontera y actualmente es una subsidiaria de propiedad absoluta de Parex.

FRONTERA: Frontera Energy Corporation, una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la provincia de Columbia Británica, Canadá.

GAAP: Se refiere a los principios de contabilidad generalmente aceptados para empresas con responsabilidad pública en Canadá, que actualmente se encuentran de conformidad con las NIIF.

GEI: Gases de efecto invernadero, gases que contribuyen al efecto invernadero y al cambio climático al retener calor en la atmósfera, incluyendo, entre otros, dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). Sus emisiones se cuantifican habitualmente en toneladas de dióxido de carbono equivalente (tCO_2e).

IMC: Se refiere a un Intermediario del Mercado Cambiario.

INSTRUCTIVO OPERATIVO: Es el documento que contiene los procedimientos operativos, lineamientos técnicos y condiciones aplicables a la negociación, compensación, liquidación, pago de dividendos, ejercicio de los derechos económicos y políticos de las Acciones, y demás operaciones relacionadas con las Acciones inscritas en la BVC. Dicho instructivo, así como sus actualizaciones, será divulgado al mercado a través de los medios autorizados por la BVC y, cuando corresponda, por la Compañía, y podrá ser actualizado periódicamente por la BVC y/o los participantes de la estructura operativa.

INVERSIONISTAS: Persona natural o jurídica que realiza inversiones a través del mercado público de valores, con el fin de asignar sus recursos de manera eficiente y obtener un rendimiento.

JUNTA DIRECTIVA o la **JUNTA:** La junta directiva de la Compañía.

LEY DE CIRCULACIÓN: Mecanismo o forma a través del cual se transfiere la propiedad de un título valor. La Ley de Circulación de las Acciones Ordinarias en Colombia es nominativa**.**

LEY TRIBUTARIA DE CANADÁ: La *Ley del Impuesto sobre la Renta* (*Income Tax Act*) de Canadá, R.S.C. 1985, c. 1 (5th Supp.), junto con sus reglamentos, según sea modificada de tiempo en tiempo, que constituye la legislación federal principal que regula el impuesto sobre la renta de las personas físicas, corporaciones, fideicomisos y sociedades en Canadá, incluyendo las normas aplicables a no residentes canadienses respecto de ingresos, ganancias de capital, dividendos, retenciones en la fuente y otras consecuencias fiscales derivadas de inversiones en valores canadienses.

MANUAL COGE: Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá mantenido por la Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Petróleo (*Society of Petroleum Evaluation Engineers* – Capítulo de Calgary), según sea modificado periódicamente.

MERCADO PRINCIPAL: Es aquel conformado por personas naturales y/o jurídicas sin condicionamiento alguno en cuanto a su capacidad para adquirir o negociar, las cuales son destinatarias del ofrecimiento y de la negociación de valores inscritos en el RNVE en Colombia.

MERCADO SECUNDARIO: Se refiere a la compra y venta de acciones en circulación, una vez emitidas y colocadas.

NETBACK: Medida financiera y operativa utilizada en la industria de hidrocarburos que representa el ingreso neto generado por cada unidad de producción de petróleo o gas, calculado como los ingresos por ventas menos regalías, costos de producción, transporte y otros costos operativos directamente atribuibles. El Netback permite evaluar la rentabilidad de los activos y operaciones de una compañía.

NETBACK PREMIUM: Exceso o diferencia positiva entre el Netback obtenido por una compañía, activo o producto y un índice de referencia, promedio de mercado o activo comparable. El Netback Premium se utiliza como indicador de desempeño operativo y refleja la capacidad de generar mayores ingresos netos por unidad de producción en comparación con sus pares o referencias de mercado.

NI 52-110: Se refiere al Instrumento Nacional 52-110 – Comités de Auditoría de los Administradores de Valores de Canadá.

NIIF: Las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), según sean modificadas de tiempo en tiempo, las cuales constituyen el marco contable aplicable a las empresas públicas en Canadá.

NO RESIDENTE CAMBIARIO: No residente es la persona natural o jurídica que no cumple con la calidad de Residente Cambiario. Particularmente, el artículo 2.17.1.2. del Decreto 1068 del 2015, modificado por el Decreto 119 del 2017 establece que se consideran como no residentes:

a) Las personas naturales nacionales colombianos o extranjeros que no cumplan la condición de permanencia en la definición de Residente Cambiario (permanencia de más de 183 días continuos o discontinuos, incluidos los días de ingreso y salida del país, en un periodo de 365 días calendario consecutivos).

b) Las personas jurídicas que no tengan su domicilio principal dentro del territorio nacional, incluidas aquellas sin ánimo de lucro, y

c) Otras entidades que no tengan personería jurídica ni domicilio dentro del territorio nacional.

OFICINA DE ATENCIÓN AL INVERSIONISTA: El espacio de atención al Inversionista designado por el Emisor.

PAREX RESOURCES INC. o **PAREX** o la **COMPAÑÍA** o el **EMISOR:** El emisor de los valores inscritos en el RNVE. El Emisor tendrá las siguientes obligaciones: (i) suministrar toda la información sobre la Compañía; (ii) garantizar el acceso y la actualización de la información financiera, económica, contable, legal y administrativa de la Compañía; (iii) advertir a los Inversionistas autorizados sobre las características, derechos, obligaciones, restricciones y riesgos inherentes a este tipo de inversión; (iv) informar y adjuntar los certificados de la gestión y el contrato de custodia de las Acciones que se cotizarán y (v) cumplir con las obligaciones impuestas a los emisores inscritos en el RNVE en Colombia.

PESO o **COP:** Pesos colombianos, la moneda de curso legal de la República de Colombia.

PROSPECTO: Este documento, que contiene información sobre el Emisor y las Acciones, en los términos del artículo 5.2.1.1.4 del Decreto 2555 de 2010.

RESIDENTE CAMBIARIO: Se entiende por residente lo establecido en el artículo 2.17.1.2. del Decreto 1068 del 2015, modificado por el Decreto 119 del 2017: todas las personas naturales que habitan en el territorio nacional o las extranjeras que permanezcan continua o discontinuamente en el país por más de ciento ochenta y tres (183) días calendario, incluyendo los días de entrada y de salida del país, durante un periodo de trescientos sesenta y cinco (365) días calendario consecutivos. Así mismo, se consideran residentes las entidades de derecho público, las personas jurídicas, incluidas las entidades sin ánimo de lucro, que tengan domicilio en Colombia y las sucursales establecidas en el país de sociedades extranjeras.

RNVE: Es el Registro Nacional de Valores y Emisores administrado por la SFC donde se inscriben las clases y tipos de valores, así como los emisores de los mismos y las emisiones que realizan, y certifica los asuntos relacionados con el registro de dichos emisores, clases y tipos de valores.

SABANA COLOMBIA: Sabana Resources Corp. (anteriormente denominada Frontera Energy Colombia Corp., cuyo cambio de denominación se hizo efectivo el 10 de septiembre de 2026), una compañía constituida en Suiza y subsidiaria de propiedad absoluta de Frontera E&P, que desarrolla actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia a través de su sucursal colombiana, Sabana Resources Corp., Sucursal Colombia (anteriormente denominada Frontera Energy Colombia Corp., Sucursal Colombia, cuyo cambio de denominación se hizo efectivo el 24 de septiembre de 2026). Antes de la Adquisición de Frontera, era una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Frontera y actualmente es una subsidiaria indirecta de propiedad absoluta de Parex.

SFC: Es la Superintendencia Financiera de Colombia, organismo técnico adscrito al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que, entre otras funciones, se dedica a preservar la estabilidad del sistema financiero, la confianza y la transparencia del mercado de valores colombiano.

TITULAR NO RESIDENTE CANADIENSE: Se refiere a un titular de las Acciones Ordinarias que, en todo momento relevante, para efectos de la Ley Tributaria de Canadá: (i) actúa en condiciones de plena competencia con respecto a la Compañía y no está afiliado a la Compañía; (ii) es el beneficiario real de las Acciones Ordinarias, incluyendo el derecho a todos los montos distribuidos sobre las mismas; (iii) posee o poseerá sus Acciones Ordinarias como bienes de capital; (iv) no es residente ni se considera residente en Canadá; y (v) no utiliza ni posee (ni se considera que utiliza o posee) sus Acciones Ordinarias en relación con ningún negocio llevado a cabo en Canadá.

TSX: Es la Bolsa de Valores de Toronto. Con oficinas en Vancouver, Calgary, Toronto y Montreal, es una Bolsa de Valores que ofrece servicios en todo Canadá. La Bolsa de Valores de Toronto es propiedad de, y es operada por, TMX Group Limited. Es la Bolsa de Valores donde las Acciones están inscritas y se negocian.

UNIDADES DE MEDIDA: Son las unidades de medida, conforme a las convenciones de la industria de petróleo y gas en Alberta, Canadá, y a los requisitos de divulgación del Instrumento Nacional 51-101 Estándares para la Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas de los Administradores de Valores Canadienses:

- "**bbl**" significa barril, una unidad de volumen equivalente a 42 galones estadounidenses (aproximadamente 159 litros).

- "**bbl/d**" significa barriles por día.

- "**boe**" significa barril de petróleo equivalente, determinado utilizando un *ratio* de conversión de 6 Mcf de gas natural por 1 bbl de petróleo. El boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza de forma aislada. El *ratio* de conversión de 6 Mcf:1 bbl se basa en un método de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo.

- "**boe/d**" significa barriles de petróleo equivalente por día.

- "**bwpd**" significa barriles de agua por día.

- "**GJ**" significa gigajoule, una unidad de energía equivalente a mil millones de joules.

- "**gravedad API**" significa la medida de la densidad del petróleo crudo establecida por el *American Petroleum Institute*. Valores más altos indican crudo más ligero.

- "**km**" significa kilómetro, una unidad de longitud equivalente a 1.000 metros.

- "**Mboe**" significa mil barriles de petróleo equivalente.

- "**Mcf**" significa mil pies cúbicos de gas natural en condiciones estándar.

- "**MMbbls**" significa millones de barriles.

- "**MMboe**" significa millones de barriles de petróleo equivalente.

- "**MMbtu**" significa millones de unidades térmicas británicas (British Thermal Units), una unidad de energía utilizada para medir el contenido energético del gas natural.

- "**MMpc**" o "**MMpc/d**" significa millones de pies cúbicos de gas natural, o millones de pies cúbicos de gas natural por día, respectivamente.

- "**USD/MMbtu**" significa dólares estadounidenses por millón de unidades térmicas británicas.

- "**WTI**" significa West Texas Intermediate, un grado de petróleo crudo utilizado como referencia de precios.

- "**1P**" significa reservas probadas, conforme a las definiciones del Manual COGE y el Instrumento Nacional 51-101 *Estándares para la Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas*.

- "**2P**" significa reservas probadas más probables, conforme a las definiciones del Manual COGE y el Instrumento Nacional 51-101 *Estándares para la Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas*.

US$ o USD: Es el dólar de los Estados Unidos de América.

VALOR PATRIMONIAL: Es el producto de dividir el patrimonio de la Compañía por el número de Acciones en Circulación.

1. RESUMEN

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL EMISOR

1.1.1 EMISOR

Parex Resources Inc.

1.1.2 DIRECCIÓN

2700, 585 - 8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1.

1.1.3 SUCURSALES

La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en 2700, 585 - 8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1 y el domicilio social de la Compañía se encuentra ubicado en 3400, 888 Third Street S.W., Calgary, Alberta, T2P 5C5, Canadá. La sede operativa se encuentra ubicada en la Calle 113 No. 7 – 21, Of. 611 Edificio Teleport, Torre A, en la ciudad de Bogotá D.E., Colombia.

1.1.4 ACTIVIDAD PRINCIPAL

Parex, a través de sus subsidiarias, se dedica a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural en América del Sur; sin embargo, en la actualidad, toda su producción y reservas de petróleo y gas natural se encuentran en Colombia. La estrategia de Parex se centra en las operaciones continentales en Colombia a través de tres pilares integrados: explotación y tecnología, exploración en campos cercanos y exploración de alto impacto, con un enfoque en la disciplina de capital y un crecimiento con gestión de riesgo. La Compañía busca generar valor a largo plazo y retornos sostenibles para los accionistas, respaldada por su base de reservas, Netbacks y balance general, los cuales busca gestionar prudentemente para financiar sus operaciones y crecimiento. Además, la Compañía incorpora consideraciones ASG en su estrategia y operaciones, y mantiene una relación activa con las comunidades locales con el fin de conservar su licencia social para operar en Colombia.

Transacciones Recientes – Adquisición de Frontera

El 1 de junio de 2026, Parex completó la adquisición de todos los activos de exploración y producción en Colombia de Frontera. Véase la sección 0 – *Transacciones Recientes*.

1.2 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LOS VALORES

1.2.1 MERCADO EN EL QUE SE NEGOCIAN LOS VALORES

Las Acciones serán registradas en el RNVE, con el fin de inscribirlas en la BVC posteriormente. A través de estos registros, el Emisor no está realizando una oferta pública de valores, sino únicamente el proceso de listado de la compañía. De esta manera, las Acciones podrán ser adquiridas por el público en general en el Mercado Secundario a través de los sistemas transaccionales de la BVC, exclusivamente con la intermediación de las Sociedades Comisionistas de Bolsa autorizadas para tal fin.

1.2.2 MÉTODO DE REGISTRO

Los valores se inscribirán en el RNVE.

1.2.3 CLASE DE VALORES

Acciones Ordinarias.

1.2.4 LEY DE CIRCULACIÓN

Nominativa en Colombia.

1.2.5 VALOR NOMINAL

De acuerdo con la ley societaria que rige a la Compañía (la ABCA), las Acciones Ordinarias de Parex no tienen valor nominal. En consecuencia, para efectos del registro y negociación de las Acciones en Colombia, no se indicará un valor nominal por acción. Esta circunstancia no limita ni afecta los derechos económicos o de participación y voto inherentes a las Acciones ni su circulación en el mercado colombiano.

1.2.6 VALOR PATRIMONIAL POR ACCIÓN

El Valor Patrimonial de las acciones de la Compañía, basado en el patrimonio de los accionistas en los estados financieros de la Compañía al 30 de junio de 2026, fue de USD 24,45 por acción. Véase la sección 2.1.2– *Valor Patrimonial Por Acción*.

1.2.7 NÚMERO DE ACCIONES ORDINARIAS EN CIRCULACIÓN

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía 96.180.254 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación.

1.2.8 DERECHOS VINCULADOS A LOS VALORES

Las Acciones Ordinarias sujetas a registro en el RNVE y en la BVC son emitidas por el Emisor de conformidad con las leyes aplicables de Alberta, Canadá. En consecuencia, los derechos vinculados a dichas Acciones se rigen por la ley canadiense aplicable, los documentos constitutivos del Emisor, las normas de la TSX y otras disposiciones aplicables al Emisor en su jurisdicción de constitución.

Los titulares de Acciones Ordinarias tienen derecho: (i) a recibir dividendos si son, cuando y según sean, declarados por la Junta Directiva; (ii) a votar en cualquier reunión de los titulares de Acciones Ordinarias; y (iii) en caso de liquidación, disolución o terminación de la Compañía, a recibir los bienes y activos restantes de la Compañía. Véase la sección 2.1.4 – *Derechos de los Accionistas*.

El ejercicio de los derechos de participación, voto y económicos por parte de los Inversionistas en Colombia estará sujeto a los procedimientos operativos y plazos aplicables a través de la estructura internacional de depósito y custodia correspondiente, incluyendo la interacción entre DECEVAL, el Depósito Internacional, el Custodio Internacional, el Agente de Transferencia y las Sociedades Comisionistas de Bolsa u otros intermediarios autorizados. En consecuencia, los Inversionistas deben consultar con su Sociedad Comisionista de Bolsa sobre los procedimientos, costos, plazos y requisitos aplicables para el ejercicio de dichos derechos desde Colombia.

1.2.9 BOLSAS DE VALORES EN LAS QUE COTIZAN LOS VALORES

Los valores cotizan en la TSX y cotizarán en la BVC.

1.2.10 INFORMACIÓN FINANCIERA

La información financiera anual presentada en este Prospecto está actualizada al 31 de diciembre de 2025. La Compañía reporta periódicamente información financiera trimestral, y la información financiera trimestral presentada en este Prospecto está actualizada al 30 de junio de 2026. La información financiera anual y trimestral de la Compañía puede consultarse en el sistema SEDAR+ (www.sedarplus.ca), en el RNVE a través del sitio web de la SFC (www.superfinanciera.gov.co) y/o en el sitio web del Emisor (www.parexresources.com).

1.2.11 CÓDIGO DE CONDUCTA Y PRINCIPIOS EMPRESARIALES

Parex tomó la decisión de adoptar los más altos estándares de transparencia de una manera que brinde confianza en su administración y en la información que proviene de la Compañía, así como transparencia y seguridad en los mercados en los que participa y protección a sus accionistas. El Código de Conducta se publica en inglés en el sistema SEDAR+ (www.sedarplus.ca), bajo el nombre de la Compañía.

El propósito del código es contar con un marco a través del cual la Compañía pueda desarrollar su objeto social en un entorno de integridad y cumplimiento de la legislación y los estándares internacionales de la industria de hidrocarburos, con el fin de garantizar los derechos de los accionistas y la buena gestión de las relaciones con las partes interesadas y detectar, prevenir y controlar posibles conflictos de interés.

El Código de Conducta de Parex aborda, entre otros asuntos, los siguientes:

- los valores de la Compañía;
- los conflictos de interés y las oportunidades corporativas;
- la confidencialidad;
- la protección de datos personales;
- la protección y el uso adecuado de los activos de la Compañía;
- el tráfico de información privilegiada;
- el fraude, soborno y corrupción; y
- el cumplimiento de leyes, normas y regulaciones.

2. INFORMACIÓN SOBRE LOS VALORES

2.1 INFORMACIÓN GENERAL SOBRE LAS ACCIONES ORDINARIAS

2.1.1 CLASE DE VALOR

Acciones Ordinarias.

2.1.2 VALOR PATRIMONIAL POR ACCIÓN

El Valor Patrimonial por Acción al cierre de los ejercicios fiscales de la Compañía terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2025, así como el Valor Patrimonial por Acción al 30 de junio de 2026, basado en el patrimonio de los accionistas en los estados financieros de la Compañía a dichas fechas.

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Valor Patrimonial (USD)	$2.351.724.000	$1.952.933.000	$1.831.321.000
Acciones Emitidas y en circulación	96.180.254	95.974.136	98.339.036
Valor Intrínseco por Acción (USD)	$24,45	$20,35	$18,62
Valor intrínseco por acción (en COP)	$84.132,47	$76.451,07	$82.109,50

2.1.3 PRECIO BASE DE LA ACCIÓN EN LA BVC

El precio base para la cotización de las Acciones de la Compañía en la primera sesión de negociación en la BVC se determinará con base en el precio de cierre de las Acciones en la TSX el día inmediatamente anterior a su cotización en la BVC, convertido a la tasa de cambio oficial de CAD a COP. Para establecer el precio base de venta en Pesos, se utilizará la tasa representativa del mercado (TRM) oficial del día anterior al registro de la acción en la BVC.

2.1.4 DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Las Acciones Ordinarias sujetas a registro en el RNVE y en la BVC son emitidas por el Emisor de conformidad con las leyes aplicables de Alberta, Canadá. En consecuencia, los derechos vinculados a dichas Acciones se rigen por la ley canadiense aplicable, los documentos constitutivos del Emisor, las normas de la TSX y otras disposiciones aplicables al Emisor en su jurisdicción de constitución.

De conformidad con lo anterior, cada Acción Ordinaria confiere a su titular, en igualdad de condiciones con los demás titulares de Acciones Ordinarias, los derechos que se describen a continuación, sujetos en todos los casos a la legislación aplicable, a los documentos constitutivos de Parex y a los procedimientos operativos de los depósitos, custodios, intermediarios y agentes de transferencia correspondientes:

(a) Derechos de voto. Cada Acción Ordinaria confiere a su titular el derecho a un voto en las asambleas de accionistas del Emisor, en los asuntos sometidos a consideración de los accionistas, de conformidad con la legislación canadiense aplicable y los documentos constitutivos de Parex.

(b) Derecho a participar en las asambleas de accionistas. Los titulares de Acciones Ordinarias tendrán derecho a recibir notificaciones, participar y votar en las asambleas de accionistas del Emisor, directamente o mediante apoderado, en los términos previstos en la legislación canadiense aplicable, los documentos constitutivos del Emisor y los procedimientos establecidos para tal fin por el Emisor, el Agente de Transferencia, el Depósito Internacional, el Custodio Internacional, DECEVAL y los intermediarios locales.

(c) Derecho a recibir dividendos. Los titulares de Acciones Ordinarias tendrán derecho a recibir, en proporción a su participación accionaria, los dividendos declarados por la Junta Directiva del Emisor, en caso de que la Junta Directiva decida declararlos, de conformidad con la legislación canadiense aplicable, los documentos constitutivos del Emisor, la política de dividendos vigente en ese momento y las condiciones financieras, operativas y legales existentes al momento de la declaración. La declaración y el pago de dividendos no están garantizados.

(d) Derecho a participar en los activos remanentes en caso de liquidación. En caso de liquidación, los titulares de Acciones Ordinarias tendrán derecho a recibir los bienes remanentes de la Compañía tras su disolución, una vez que se hayan satisfecho todas las reclamaciones preferentes.

(e) Derecho a transferir acciones. Las Acciones Ordinarias serán libremente negociables, sujetas a las restricciones legales, regulatorias, operativas y de mercado aplicables en Canadá y Colombia, incluyendo las normas de la TSX, la BVC, DECEVAL, el Depósito Internacional, el Custodio Internacional, el Agente de Transferencia y los intermediarios autorizados.

(f) Derecho a recibir información. Los titulares de Acciones Ordinarias tendrán derecho a acceder a la información pública del Emisor divulgada de conformidad con las leyes canadienses aplicables y las normas de la TSX y, una vez que las Acciones hayan sido inscritas en el RNVE y la BVC, a la información que el Emisor deba divulgar en Colombia de acuerdo con la regulación del mercado público de valores colombiano.

(g) Otros derechos corporativos. Los titulares de Acciones Ordinarias podrán ejercer sus otros derechos conforme a la ley canadiense aplicable y los documentos constitutivos del Emisor, incluyendo, en la medida en que sean aplicables, los derechos relacionados con transacciones corporativas, reorganizaciones, fusiones, adquisiciones, escisiones, cambios de control u otras decisiones corporativas que requieran la aprobación o participación de los accionistas.

El ejercicio de los derechos de participación, voto y económicos por parte de los Inversionistas en Colombia estará sujeto a los procedimientos operativos y plazos aplicables a través de la estructura internacional de depósito y custodia correspondiente, incluyendo la interacción entre DECEVAL, el Depósito Internacional, el Custodio Internacional, el Agente de Transferencia y las Sociedades Comisionistas de Bolsa u otros intermediarios autorizados. En consecuencia, los Inversionistas deben consultar con su Sociedad Comisionista de Bolsa sobre los procedimientos, costos, plazos y requisitos aplicables para el ejercicio de dichos derechos desde Colombia.

2.1.5 LEY DE CIRCULACIÓN

Las Acciones son nominativas en Colombia. La inscripción de las Acciones se realizará en Canadá por CDS, con posiciones correspondientes a Inversionistas en Colombia reflejadas mediante anotaciones en cuenta en DECEVAL. Para las operaciones realizadas en la BVC, la transferencia de propiedad se efectuará mediante anotaciones en cuenta en DECEVAL, de conformidad con la normativa aplicable que rige el sistema de depósito de valores colombiano. Véase la sección 2.5 – *Administración de las Acciones y Custodia Internacional* y la sección 2.6 – *Negociación de Acciones*.

2.1.6 OBLIGACIONES DEL EMISOR

En virtud de su condición de emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*) en cada una de las provincias de Canadá, el Emisor debe presentar información sobre cambios materiales, información periódica e información de fin de año, incluyendo los estados financieros trimestrales y anuales.

Además, el Emisor debe celebrar una asamblea anual de accionistas.

En virtud de que la Compañía está llevando a cabo un proceso de cotización local ante el RNVE y la BVC, el Emisor proporcionará la información relevante a través de los mecanismos previstos por la normativa canadiense – mediante el sistema SEDAR+ (www.sedarplus.ca) – y por los mecanismos establecidos por la SFC, a través de www.superfinanciera.gov.co.

Para efectos de atención al Inversionista, el Emisor ha implementado la apertura de una oficina de atención al cliente, a la cual los accionistas pueden acudir para cualquier información o aclaración relacionada con la negociación de las Acciones en Colombia.

Parex cuenta con una Oficina de Atención al Inversionista disponible en Canadá con la siguiente información:

Parex Resources Inc.
Mike Kruchten, Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa
2700 Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue SW, Calgary
AB T2P 1G1 Canadá
Teléfono: +1 4032654800
Correo electrónico: investor.relations@parexresources.com

Y contará con una oficina para residentes colombianos en:

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611
Edificio Teleport, Torre A

Bogotá, Colombia
Teléfono: +57 6018418457
Correo electrónico: investor.relations@parexresources.com

La función de Relaciones con Inversionistas es responsable de supervisar las comunicaciones y la interacción de la Compañía con los accionistas, los analistas de inversión y la comunidad inversora en general. Sus responsabilidades incluyen apoyar la preparación y difusión de las divulgaciones financieras y operativas de la Compañía; comunicar la estrategia, el desempeño y las perspectivas de la Compañía; coordinar reuniones con Inversionistas, conferencias y otras actividades del mercado de capitales; monitorear los desarrollos del mercado, el sentimiento de los Inversionistas y la actividad de los accionistas; y proporcionar información relevante sobre el mercado de capitales a la alta gerencia y a la Junta Directiva.

Adicionalmente, Parex Resources (Colombia) AG Sucursal, a través de la oficina para residentes colombianos indicada anteriormente, actuará como representante autorizado de Parex en Colombia para efectos de recibir comunicaciones y notificaciones y transmitirlas a las personas autorizadas de Parex en Canadá, con las siguientes facultades: (i) Recepción de comunicaciones de autoridades e inversionistas. Recibir las comunicaciones que la SFC, la BVC, DECEVAL S.A., los Depositantes Directos y demás autoridades públicas relevantes, así como los Inversionistas en Colombia, dirijan a Parex en relación con la inscripción de las Acciones en el RNVE y en la BVC y las obligaciones derivadas de dicha inscripción, y transmitirlas oportunamente a las personas autorizadas de Parex en Canadá. (ii) Recepción de notificaciones judiciales. Recibir, en nombre del Emisor y de su patrimonio, notificaciones de actuaciones judiciales que se adelanten en Colombia en relación con la inscripción de las Acciones en el RNVE y las obligaciones derivadas de dicha inscripción, en los términos del numeral 4 del artículo 6.11.1.1.2 del Decreto 2555 de 2010, cuando la jurisdicción establecida sea la colombiana, a través de los datos de contacto de la oficina para residentes colombianos indicados anteriormente, y transmitirlas oportunamente a las personas autorizadas de Parex en Canadá.

Por su parte, de conformidad con el artículo 5.2.4.3.7 del Decreto 2555 de 2010, el Emisor ha designado a las siguientes personas autorizadas de Parex en Canadá: (i) **Funcionario responsable del suministro de información:** Mike Kruchten quien, en ejercicio de la función de Relaciones con Inversionistas, tendrá a su cargo la gestión de la preparación, presentación, seguimiento y cumplimiento oportuno de los reportes de información periódica y de información relevante que deba suministrar el Emisor a la SFC y al RNVE de conformidad con el Título 4 del Libro 2 de la Parte 5 del Decreto 2555 de 2010 y las instrucciones impartidas por la SFC, incluyendo, entre otros, los estados financieros de fin de ejercicio, los estados financieros intermedios, y cualquier otra información que deba ser revelada al mercado colombiano; y (ii) **Agente de cumplimiento:** Candace Herman, quien será la encargada de transmitir la información relevante a la SFC a través de los mecanismos dispuestos para el efecto, y de velar por el cumplimiento de las obligaciones legales y regulatorias derivadas de la inscripción de las Acciones en el RNVE y en la BVC, incluyendo los deberes de revelación de información, las notificaciones de información relevante, la actualización de la información en el RNVE, y cualquier otra obligación aplicable al Emisor bajo la normativa del mercado de valores colombiano. Para el ejercicio de sus funciones, el funcionario responsable y el agente de cumplimiento se coordinarán entre sí, con las áreas correspondientes de la Compañía y con los asesores legales que se designen para tal efecto.

El mandato aquí conferido se entiende otorgado de conformidad con los artículos 5.2.4.1.1 y siguientes del Decreto 2555 de 2010 y las instrucciones contenidas en el Capítulo I del Título V de la Parte III de la Circular Básica Jurídica de la SFC, y cualquier norma que las sustituya o modifique, y tendrá vigencia mientras las Acciones permanezcan inscritas en el RNVE y en la BVC, o hasta que el Emisor designe a otra persona para el cumplimiento de estas funciones mediante comunicación escrita dirigida a la SFC.

La información de contacto contenida en esta sección podrá ser modificada por Parex cuando resulte necesario, y sus actualizaciones serán informadas al mercado a través del mecanismo de información relevante.

2.1.7 ACCIONES EN CIRCULACIÓN

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía 96.180.254 Acciones en Circulación.

2.1.8 VALOR NOMINAL

De acuerdo con la ley societaria que rige a la Compañía (la ABCA), las Acciones Ordinarias no tienen valor nominal. En consecuencia, para efectos del registro y negociación de las Acciones en Colombia, no se indicará un valor nominal por acción. Esta circunstancia no limita ni afecta los derechos económicos, de voto y de participación inherentes a las Acciones ni su circulación en el mercado colombiano.

2.2 BOLSA DE VALORES O SISTEMA DONDE ESTÁN REGISTRADOS LOS VALORES

Las Acciones cotizan actualmente en la TSX y cotizarán en la BVC, una vez que se haya otorgado su respectiva autorización por parte de la SFC.

2.3 MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DA A CONOCER INFORMACIÓN DE INTERÉS A LOS INVERSIONISTAS

El Prospecto y la información para Inversionistas se publican en el sitio web del Emisor (www.parexresources.com). La información pública del Emisor en Canadá, incluyendo los informes financieros, la información corporativa, los informes anuales, la información relevante y otros documentos sujetos a divulgación conforme a las leyes canadienses aplicables, puede consultarse a través del sistema SEDAR+ (www.sedarplus.ca) o del mecanismo de información pública que lo reemplace o complemente.

SEDAR+ es el Sistema de Análisis y Recuperación Electrónica de Datos de Canadá, administrado por los Administradores de Valores de Canadá (CSA, por sus siglas en inglés), que es el principal repositorio público de información sobre emisores que cotizan en bolsa en Canadá. Lo anterior se entiende sin perjuicio de las obligaciones de divulgación que serán aplicables al Emisor en Colombia una vez que sus Acciones estén inscritas en el RNVE y en la BVC, de acuerdo con los mecanismos establecidos por la SFC (www.superfinanciera.gov.co).

2.4 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE A LOS VALORES COTIZADOS

2.4.1 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE A LAS ACCIONES QUE SE NEGOCIAN A TRAVÉS DE LA BVC

El contenido de esta sección 2.4 es de carácter general y no pretende remplazar análisis concretos aplicables a determinados tipos de Inversionistas. Estos contenidos se fundamentan en la legislación tributaria colombiana vigente a la fecha de este documento. Por lo tanto, no deben ser interpretados como una asesoría legal o tributaria respecto de ninguna de las partes involucradas. En este orden de ideas, los Inversionistas residentes y no residentes para efectos fiscales en Colombia deberán consultar con sus propios asesores tributarios los efectos fiscales que puedan surgir con ocasión de la adquisición, tenencia o enajenación de las Acciones o de la percepción de dividendos, teniendo en consideración sus circunstancias particulares.

Para efectos de esta sección, se parte del supuesto de que Parex es una sociedad extranjera con residencia fiscal en Canadá, que no es ni se considera una sociedad nacional para efectos tributarios colombianos.

2.4.2 RÉGIMEN TRIBUTARIO APLICABLE EN COLOMBIA A LAS INVERSIONES EN ACCIONES

(a) Utilidad de la venta de acciones

De acuerdo con las normas fiscales vigentes, las personas naturales residentes fiscales en Colombia y las sociedades y entidades nacionales están sujetas al Impuesto sobre la Renta y Complementarios sobre sus rentas y ganancias ocasionales tanto de fuente nacional como de fuente extranjera. Por su parte, las personas naturales no residentes y las sociedades y entidades extranjeras únicamente están sometidas al Impuesto sobre la Renta en Colombia con respecto a sus rentas y ganancias ocasionales de fuente colombiana (sin perjuicio de las reglas aplicables a los establecimientos permanentes ubicados en el país).

Para el caso de las personas naturales, el artículo 10 del Estatuto Tributario establece las condiciones bajo las cuales una persona es considerada residente fiscal en Colombia. Entre otros supuestos, se consideran residentes fiscales las personas naturales que permanezcan continua o discontinuamente en el país por más de ciento ochenta y tres (183) días calendario, incluyendo los días de entrada y salida, durante cualquier período de trescientos sesenta y cinco (365) días calendario consecutivos. Cuando la permanencia recaiga sobre más de un año gravable, la persona será considerada residente fiscal a partir del segundo año gravable. La norma contempla, además, criterios especiales de residencia aplicables a los nacionales colombianos, que deben ser analizados caso a caso.

De acuerdo con lo anterior, la definición de la fuente de un ingreso, al igual que la residencia del Inversionista, son criterios esenciales para establecer si dicho ingreso está o no gravado en Colombia para uno u otro tipo de accionista (i.e., residente o no residente).

En cuanto a la fuente del ingreso, el artículo 24 del Estatuto Tributario aclara que se consideran de fuente colombiana los ingresos originados en la venta de sociedades nacionales. Por el contrario, los ingresos originados en la venta de acciones de sociedades no colombianas se consideran de fuente extranjera.

En el caso de los accionistas residentes fiscales en Colombia, la utilidad en la venta de acciones colombianas o extranjeras está sujeta al Impuesto sobre la renta o al impuesto a las ganancias ocasionales. En los dos casos, la utilidad será la diferencia positiva entre el precio de enajenación de las Acciones y su costo fiscal. El precio, para efectos tributarios, no puede diferir notoriamente del valor de mercado de las Acciones (según los parámetros establecidos en el artículo 90 del Estatuto Tributario). Además, si las partes en la compraventa están vinculadas económicamente, puede ser aplicable el Régimen de Precios de Transferencia, que impone unas cargas y obligaciones adicionales para verificar que la operación se llevó a cabo en condiciones de mercado.

En términos generales, y sin perjuicio de las normas especiales aplicables a determinados Inversionistas, cuando las Acciones tengan la naturaleza de activos fijos para el Inversionista y hayan sido poseídas durante un período inferior a dos (2) años, la utilidad obtenida en su enajenación será una renta ordinaria. En este evento, la utilidad estará gravada con el impuesto sobre la renta, a una tarifa del 35% en el caso de las sociedades nacionales, o a una tarifa progresiva de hasta el 39% en el caso de las personas naturales.

Por el contrario, cuando las Acciones tengan la naturaleza de activos fijos y hayan sido poseídas durante dos (2) años o más, la utilidad obtenida en su enajenación constituirá ganancia ocasional y estará sometida, como regla general, a la tarifa del quince por ciento (15%), tanto para sociedades nacionales como para personas naturales residentes fiscales en Colombia.

Como las Acciones son de una sociedad extranjera, reiteramos que el impuesto será aplicable únicamente en el caso de aquellos Inversionistas que sean residentes fiscales en Colombia.

En el caso de los accionistas extranjeros sin residencia o domicilio fiscal en Colombia, la utilidad proveniente de la enajenación de acciones emitidas por una sociedad extranjera constituye una renta de fuente extranjera y, por tanto, no se encuentra sometida al Impuesto sobre la Renta ni al Impuesto a las

Ganancias Ocasionales en Colombia. Al respecto, vale la pena aclarar que la inscripción o negociación de un valor extranjero en el mercado de valores colombiano no modifica, por sí sola, la ubicación del activo ni la fuente de los ingresos que produce. Así, pues, consideramos que aunque las Acciones se registren, inscriban o listen en la BVC, los ingresos derivados de su eventual enajenación o venta serán de fuente extranjera y solamente estarán gravados para aquellos Inversionistas que sean residentes fiscales en Colombia.

No obstante lo anterior, es importante mencionar que la ley colombiana prevé un régimen de tributación para la enajenación indirecta de activos colombianos. Conforme a esa regla, la enajenación de acciones o participaciones en una sociedad extranjera puede dar lugar a impuestos en Colombia si dicha sociedad tiene, directa o indirectamente, una determinada participación en activos colombianos. En concreto, el artículo 90-3 del Estatuto Tributario establece que la enajenación indirecta de acciones, derechos o activos ubicados en Colombia, efectuada mediante la transferencia de acciones, participaciones o derechos en una entidad del exterior, podrá estar gravada en Colombia como si el activo subyacente hubiese sido enajenado directamente en el país. Ahora, este régimen de enajenaciones indirectas no se aplica cuando: (i) las acciones objeto de la enajenación se encuentren inscritas en una bolsa de valores reconocida por una autoridad gubernamental, (ii) dicha bolsa cuente con un Mercado Secundario activo, y (iii) las acciones no estén concentradas en un mismo beneficiario real en más de un veinte por ciento (20%). Tampoco será aplicable el régimen de enajenaciones indirectas cuando los activos ubicados en Colombia representen menos del veinte por ciento (20%) del valor en libros y del valor comercial de la totalidad de los activos poseídos por la entidad extranjera enajenada.

La aplicación de estas excepciones deberá evaluarse en función de las circunstancias particulares del respectivo Inversionista y de la operación.

Ahora, a modo de regla especial, el artículo 36-1 del Estatuto Tributario establece que no constituyen renta ni ganancia ocasional las utilidades provenientes de la enajenación de acciones inscritas en una bolsa de valores colombiana, de las cuales sea titular un mismo beneficiario real, cuando las enajenaciones realizadas durante un mismo año gravable no superen el tres por ciento (3%) de las Acciones en Circulación de la respectiva sociedad. En nuestra opinión, esta regla es aplicable a la utilidad originada en la venta de acciones colombianas o extranjeras, siempre que se cumplan las condiciones mencionadas.

(b) Dividendos

Sin perjuicio de lo previsto en el Convenio de Doble Tributación, los dividendos distribuidos por Parex a accionistas residentes fiscales en Colombia constituyen rentas de fuente extranjera y están sometidos al Impuesto sobre la Renta en Colombia.

En el caso de las personas naturales residentes fiscales en Colombia, los dividendos y participaciones provenientes de sociedades y entidades extranjeras están gravados a la tarifa del 35%, de conformidad con lo previsto en el Artículo 1.2.1.10.4 del Decreto 1625 de 2016, y en los artículos 242 y 242-1 del Estatuto Tributario. Lo anterior se entiende sin perjuicio de la posibilidad de aplicar un descuento tributario por los impuestos pagados en el exterior, de acuerdo con el artículo 254 del Estatuto Tributario. Las mismas reglas serán aplicables a las sociedades nacionales que reciban dividendos de sociedades extranjeras.

Por su parte, los dividendos distribuidos por Parex a accionistas que no sean residentes fiscales en Colombia no estarán sometidos al impuesto sobre la renta en Colombia, por tratarse de dividendos pagados por una sociedad extranjera que, en esa medida, se considerarán rentas de fuente no colombiana.

2.4.3 CONVENIO DE DOBLE TRIBUTACIÓN

Para la aplicación del Convenio de Doble Tributación, los Inversionistas deben verificar que cumplen con los requisitos de acceso en cada caso particular, tales como estar sujetos al impuesto sobre la renta en su jurisdicción de residencia, a fin de ser considerados residentes fiscales en dicho país.

(a) Ganancias de capital

Como regla general, el artículo 13 del Convenio de Doble Tributación establece que el estado de residencia del propietario de las acciones tendrá derecho a gravar la ganancia derivada de su enajenación. Sin embargo, el numeral 4 del mismo artículo contempla algunos casos en los que el estado en el que se entiende que están ubicadas las Acciones también puede gravar dicha ganancia. En consecuencia, puede haber escenarios en los que los ingresos por la venta de las Acciones pueden estar sujetos a impuestos en Canadá; sin embargo, la aplicación o no de impuestos en dicha jurisdicción debe analizarse de conformidad con la legislación de ese país.

De acuerdo con lo anterior, cuando los accionistas que son residentes fiscales colombianos enajenan Acciones, el Convenio de Doble Tributación mantiene la potestad tributaria de Colombia para gravar las ganancias generadas. Esto, por supuesto, se entiende sin perjuicio de las normas especiales establecidas por la legislación local, como la norma especial prevista en el artículo 36-1 del Estatuto Tributario, en relación con las acciones inscritas en la BVC.

Por otro lado, en el caso de los accionistas que no son residentes fiscales en Colombia, la ganancia por la venta de acciones de empresas extranjeras no estará sujeta a impuestos en el país, independientemente de (i) el hecho de que estén o no inscritas en la BVC, y (ii) las normas del Convenio de Doble Tributación.

(b) Dividendos

De conformidad con el artículo 10 del Convenio de Doble Tributación, los dividendos pagados por una empresa residente en Canadá, como Parex, a un residente fiscal de Colombia pueden estar sujetos a impuestos en Colombia. El Convenio de Doble Tributación no limita la tasa impositiva que Colombia, como Estado de residencia del accionista, puede aplicar sobre dichos dividendos.

(c) Eliminación de la doble imposición

De conformidad con el artículo 22 del Convenio de Doble Tributación, cuando un residente fiscal de Colombia obtenga ingresos o ganancias que, de acuerdo con el Convenio de Doble Tributación, puedan estar sujetos a impuestos en Canadá, Colombia permitirá descontar, del impuesto sobre la renta que se deba pagar, el impuesto sobre la renta pagado en Canadá, sujeto a las limitaciones de la legislación interna colombiana.

En consecuencia, los residentes fiscales en Colombia que reciban dividendos de Parex pueden aplicar el descuento tributario previsto en el artículo 254 del Estatuto Tributario, siempre que cumplan con los requisitos sustanciales y formales establecidos por la Ley. El descuento aplicable no podrá exceder la porción del impuesto colombiano atribuible a los ingresos que puedan estar sujetos a impuestos en Canadá.

(d) Ciclo operativo de beneficios tributarios y devolución de impuestos

Cuando la legislación tributaria aplicable, los convenios para evitar la doble imposición y los procedimientos operativos del mercado correspondiente permitan solicitar la devolución total o parcial de retenciones o impuestos practicados sobre dividendos u otras distribuciones, los Inversionistas podrán tramitar dicha devolución a través de la cadena de custodia (CDS, Custodio Internacional y DECEVAL), conforme a los requisitos, plazos y condiciones aplicables en cada caso. El procedimiento operativo para la presentación de solicitudes de devolución de impuestos se detalla en el Instructivo Operativo, el cual será divulgado al mercado a través de los medios autorizados por la BVC y, cuando corresponda, por la Compañía.

La procedencia de una devolución, su cuantía, los plazos para su reconocimiento y pago, y los requisitos documentales dependerán de la legislación tributaria aplicable, los convenios para evitar la doble imposición vigentes y los procedimientos de las autoridades competentes y las entidades de la cadena de custodia internacional. Por tanto, no se garantiza la procedencia, oportunidad ni cuantía de eventuales

devoluciones. Cada Inversionista debe consultar a sus asesores tributarios sobre las consecuencias fiscales de las retenciones practicadas y de cualquier devolución que llegare a recibir.

2.4.4 CIERTAS CONSIDERACIONES SOBRE EL IMPUESTO FEDERAL SOBRE LA RENTA DE CANADÁ

La tenencia y enajenación de las Acciones Ordinarias puede generar consecuencias fiscales en Canadá. El siguiente resumen es únicamente informativo y no constituye asesoramiento legal ni fiscal. Los titulares de Acciones Ordinarias deben consultar a sus propios asesores fiscales sobre las implicaciones de poseer y enajenar las Acciones Ordinarias, considerando sus circunstancias particulares.

A continuación, se resumen las principales consecuencias fiscales bajo la Ley Tributaria de Canadá para un titular de Acciones Ordinarias que, en todo momento relevante, califique como Titular No Residente Canadiense.

Las Acciones Ordinarias se considerarán bienes de capital de un Titular No Residente Canadiense siempre que: (i) no hayan sido adquiridas en una o más transacciones consideradas como una especulación o negocio de naturaleza mercantil, y (ii) el titular no las utilice ni posea en el desarrollo de un negocio. Los titulares que no posean sus Acciones Ordinarias como bienes de capital deben consultar a sus propios asesores fiscales.

Este resumen no se aplica a un Titular No Residente Canadiense: (a) que sea una sociedad; (b) que sea una “institución financiera” a efectos de las normas de “valoración a precio de mercado” contenidas en la Ley Tributaria de Canadá; (c) que sea una “institución financiera especificada” (según se define en la Ley Tributaria de Canadá); (d) cuya participación sea una “inversión en refugio fiscal” (según se define en la Ley Tributaria de Canadá); (e) que informe sus “resultados fiscales canadienses” (según se define en la Ley Tributaria de Canadá) en una moneda distinta a la moneda canadiense; (f) que haya celebrado o vaya a celebrar, con respecto a las Acciones Ordinarias, un “acuerdo de derivados a plazo”, un “acuerdo de enajenación sintética” o un “acuerdo de alquiler de dividendos” (según se definen dichos términos en la Ley Tributaria de Canadá); (g) que haya adquirido las Acciones Ordinarias en virtud de o en relación con cualquier acuerdo de compensación basado en acciones o capital; o (h) que esté exento de impuestos en virtud de la Parte I de la Ley Tributaria de Canadá. Dichos Titulares No Residentes Canadienses deben consultar con sus propios asesores fiscales sobre las consecuencias fiscales de poseer y enajenar sus Acciones Ordinarias, teniendo en cuenta sus circunstancias particulares.

Este resumen se basa en las disposiciones vigentes de la Ley Tributaria de Canadá a la fecha de este documento, así como en las políticas administrativas y prácticas de evaluación publicadas por escrito por la Agencia Tributaria de Canadá (*Canada Revenue Agency*) a la fecha de este documento. Asimismo, contempla las propuestas de modificación a la Ley Tributaria de Canadá anunciadas públicamente por el Ministro de Finanzas de Canadá antes de esta fecha, asumiendo que serán promulgadas en la forma propuesta, aunque no existe garantía de que ello ocurra.

Este resumen no contempla cambios futuros en la ley ni en las políticas y prácticas de la Agencia Tributaria de Canadá, ya sea por decisión judicial, legislativa o gubernamental. Tampoco abarca todas las posibles consecuencias del impuesto federal canadiense sobre la renta, ni considera aspectos fiscales provinciales, territoriales o extranjeros, que podrían diferir materialmente de lo descrito.

Este resumen es de carácter general y no constituye asesoramiento legal o fiscal para ningún titular en particular. Las consecuencias fiscales de adquirir, mantener y enajenar las Acciones Ordinarias varían según las circunstancias de cada titular. Los interesados deben consultar a sus propios asesores fiscales.

(a) Dividendos de las Acciones Ordinarias

Los dividendos pagados o acreditados, o que se consideren pagados o acreditados, por la Compañía a un Titular No Residente Canadiense, o a una sociedad de personas (*partnership*) que no sea una “sociedad de personas canadiense” (*Canadian partnership*, según se define en la Ley Tributaria de Canadá) de la

cual un Titular No Residente Canadiense sea miembro, sobre sus Acciones Ordinarias, estarán generalmente sujetos a una retención de impuestos a una tasa del 25%, sujeta a cualquier reducción aplicable de dicha retención en virtud de un tratado o Convenio De Doble Tributación de impuestos sobre la renta entre Canadá y el país donde resida el Titular No Residente Canadiense.

Por ejemplo, en virtud del Convenio de Doble Tributación, la tasa de retención de impuestos respecto a un dividendo pagado o acreditado, o que se considere pagado o acreditado, u obtenido por una persona que sea el beneficiario real del dividendo y sea residente en Colombia para los fines del Convenio de Doble Tributación (Canadá – Colombia) y tenga derecho a todos sus beneficios, se reduce generalmente al 15% (o al 5% si el beneficiario real es una empresa que controla directa o indirectamente al menos el 10% del poder de voto de la empresa que paga los dividendos). Se insta a los Titulares No Residentes Canadienses a consultar a sus propios asesores fiscales para determinar su derecho a los beneficios en virtud de un tratado internacional o del Convenio de Doble Tributación.

(b) Enajenación de Acciones Ordinarias

Esta parte del resumen no aplica a Titulares No Residentes Canadienses cuyas Acciones Ordinarias sean o se consideren "bienes canadienses sujetos a impuestos" bajo la Ley Tributaria de Canadá.

Siempre que las Acciones Ordinarias coticen en una "bolsa de valores designada" para efectos de la Ley Tributaria de Canadá (actualmente incluye la TSX), generalmente no constituirán bienes canadienses sujetos a impuestos para un Titular No Residente Canadiense, salvo que durante los 60 meses anteriores se hayan cumplido ambas condiciones siguientes: (i) que el 25% o más de las acciones emitidas de cualquier clase del capital social de la Compañía hayan sido propiedad de cualquier combinación de (a) el Titular No Residente Canadiense, (b) personas que no actúen en condiciones de independencia (*arm's length*) con dicho titular, y (c) sociedades de personas (*partnerships*) en las que el titular o las personas que no actúen en condiciones de independencia con dicho titular tengan una participación como miembros, directa o indirectamente a través de una o más sociedades de personas; y (ii) que más del 50% del valor justo de mercado de las Acciones Ordinarias se haya derivado, directa o indirectamente, de cualquier combinación de (a) bienes inmuebles situados en Canadá, (b) propiedades de recursos canadienses (*Canadian resource properties*, para efectos de la Ley Tributaria de Canadá), (c) propiedades de recursos madereros (*timber resource properties*, para efectos de la Ley Tributaria de Canadá), y (d) opciones o participaciones, o, para efectos del derecho civil, derechos, respecto de dichos bienes, independientemente de que tales bienes existan o no.

Las Acciones Ordinarias también pueden considerarse bienes canadienses sujetos a impuestos en otras circunstancias específicas previstas en la Ley Tributaria de Canadá.

Un Titular No Residente Canadiense no estará sujeto a impuestos canadienses sobre las ganancias de capital derivadas de la enajenación de las Acciones Ordinarias.

2.5 ADMINISTRACIÓN DE LAS ACCIONES Y CUSTODIA INTERNACIONAL

El modelo operativo para la tenencia, transferencia, negociación, liquidación, ejercicio de los derechos políticos y económicos de las Acciones, y distribución de dividendos de las Acciones en Colombia podrá implementarse a través de cualquiera de las alternativas habilitadas por la regulación colombiana y acordadas con la BVC, DECEVAL y los demás participantes relevantes, según lo que se establece en el Instructivo Operativo.

Las Acciones permanecen depositadas y son administradas en Canadá a través de CDS. No se encuentran depositadas en DECEVAL ni existe un macrotítulo representativo en Colombia. Las posiciones de los inversionistas que mantengan Acciones a través del mercado colombiano se reflejan mediante anotaciones en cuenta en DECEVAL, utilizando la cadena de custodia internacional y los intermediarios o custodios aplicables conforme al esquema operativo vigente.

En Canadá, Odyssey Trust Company actúa como agente de registro y agente de transferencia del Emisor. En dicha calidad, es responsable de mantener el registro de accionistas, reflejar las transferencias de Acciones conforme a la legislación canadiense y coordinar con los sistemas de depósito, custodia e intermediación pertinentes la actualización de los registros, y realizar los trámites operativos que se requieran para que los accionistas puedan ejercer los derechos económicos y políticos de las Acciones en armonía con lo previsto en el Instructivo Operativo.

2.6 NEGOCIACIÓN DE ACCIONES

Las Acciones Ordinarias son desmaterializadas y podrán negociarse en Colombia a través de los sistemas transaccionales de la BVC, sujeto al cumplimiento de la normatividad aplicable y los procedimientos de las infraestructuras de mercado intervinientes. La negociación local se realizará respecto de aquellas Acciones cuya posición esté reflejada en DECEVAL y asignada a los Depositantes Directos y beneficiarios finales correspondientes.

Los Inversionistas deben canalizar sus órdenes de compra y venta a través de Sociedades Comisionistas de Bolsa habilitadas para operar en el mercado colombiano. Estas sociedades actúan como intermediarios locales y, cuando corresponda, como Depositantes Directos ante DECEVAL para el registro, administración y liquidación de las posiciones sobre las Acciones.

La negociación en Colombia no modifica la naturaleza extranjera de las Acciones ni el hecho de que fueron emitidas bajo las reglas corporativas de la jurisdicción de origen del Emisor. Los derechos económicos y políticos derivados de las Acciones se ejercerán conforme al marco corporativo aplicable al Emisor y los procedimientos de la cadena de custodia internacional.

2.6.1 NORMAS DE NEGOCIACIÓN DE ACCIONES

(a) **Anotaciones en Cuenta de Acciones**

Para la negociación local, DECEVAL creará la especie y administrará las anotaciones en cuenta en sus sistemas, reflejando las posiciones informadas a través de la cadena de custodia internacional que conecta a CDS con DECEVAL mediante un Custodio Internacional. Las anotaciones en cuenta en Colombia constituyen el mecanismo local para identificar la posición de los Inversionistas en las Acciones y permitir su negociación en el mercado colombiano.

La anotación en cuenta local refleja la posición del Inversionista dentro de la estructura de CDS. No implica la emisión de un valor independiente ni modifica la naturaleza jurídica, la ley aplicable o los derechos inherentes a las Acciones.

La identificación de las posiciones deberá mantenerse a nivel de Depositante Directo e Inversionista titular de la posición. En consecuencia, los Depositantes Directos serán responsables de suministrar la información requerida para la asignación de las operaciones y para la adecuada actualización de los registros locales, conforme a los procedimientos operativos de DECEVAL y las demás entidades participantes.

(b) **Negociación de Acciones en Colombia**

Las operaciones sobre Acciones en la BVC se celebran por los intermediarios locales conforme a las reglas del sistema de negociación de renta variable. Una vez celebradas, la información se transmite a las entidades de compensación y liquidación para procesar los movimientos de valores y efectivo en los términos de la infraestructura del mercado de valores colombiano.

La liquidación de las operaciones debe incluir el movimiento de valores y el correspondiente movimiento de efectivo. Los intermediarios participantes deben contar con las cuentas y mecanismos necesarios para que la liquidación se realice dentro de los plazos y condiciones establecidos por las reglas del mercado colombiano.

(c) **Negociación de Acciones en el Extranjero**

Cuando las Acciones se adquieran o negocien en el mercado canadiense, el calce de la operación se realiza entre los intermediarios participantes en dicho mercado. Ejecutada la operación, se produce el correspondiente traslado o ajuste de custodia en CDS, de manera que la posición pueda mantenerse o reflejarse dentro de las entidades de depósito (CDS, Custodio Internacional y DECEVAL) aplicables a la inscripción. El traslado de la posición hacia Colombia opera únicamente a solicitud expresa del Inversionista.

Si el Inversionista desea reflejar su posición en la infraestructura colombiana para negociación local, debe instruir el correspondiente movimiento a través de la cadena de custodia internacional, que permite movimientos FOP (libre de pago) y entrega contra pago de valores canadienses elegibles. A través de dicho enlace, la posición puede trasladarse desde CDS hacia el Custodio Internacional y, posteriormente, reflejarse en DECEVAL a nivel de Depositante Directo e Inversionista titular.

Una vez que la posición sea incorporada y reflejada en DECEVAL, las Acciones podrán negociarse localmente en Colombia, siempre que se cumplan los requisitos operativos, regulatorios y de mercado aplicables.

(d) **Traslado entre depósitos de operaciones FOP**

Los Inversionistas que mantengan Acciones en el exterior y deseen reflejarlas en Colombia, o quienes mantengan una posición local y requieran trasladarla al exterior, pueden solicitar el correspondiente traslado entre depósitos. Estos movimientos se realizan bajo la modalidad de entrega libre de pago (FOP), conforme a los procedimientos de las entidades de la cadena de custodia.

El ciclo operativo de traslado entre depósitos comprende: el registro de la operación por parte del Depositante Directo, la transmisión de instrucciones a DECEVAL y al Custodio Internacional, la carga de instrucciones en CDS y la posterior confirmación del retiro o ingreso de valores en los sistemas respectivos. Una vez liquidado el traslado en el Depósito Internacional, DECEVAL actualizará los saldos locales conforme a la información recibida.

Estos traslados no constituyen por sí mismos operaciones de compraventa. Un movimiento FOP tendrá naturaleza de simple traslado de custodia únicamente cuando se realice entre cuentas o infraestructuras del mismo titular, sin cambio de titularidad. Cuando el movimiento FOP obedezca a un negocio jurídico subyacente (como compraventa, donación, sucesión u otra forma de transmisión de titularidad), los efectos tributarios, cambiarios y de registro se determinarán conforme a dicho negocio, no al movimiento de custodia. La ejecución de los traslados FOP está sujeta a los horarios, cortes operativos, requisitos documentales y demás condiciones de las entidades participantes.

(e) **Costos y gastos y consideraciones operativas**

Los Inversionistas deberán considerar que la negociación, custodia, traslado entre depósitos, ejercicio de derechos políticos, devolución de impuestos y pago de dividendos pueden generar costos, comisiones, gastos e impuestos asociados a la participación de intermediarios locales, intermediarios extranjeros, depósitos de valores, custodios, Agentes de Pago, IMCs y demás entidades participantes en la operación.

Entre otros conceptos, podrán presentarse costos asociados a la custodia local e internacional, registro o cancelación de posiciones, conversión de moneda, intermediación en Colombia o en el exterior, procesamiento de eventos corporativos, gestión de devolución de impuestos, transferencia de fondos, pagos internacionales y comisiones propias de los intermediarios que participen en la ejecución o cumplimiento de las operaciones.

(f) Cumplimiento de la normatividad cambiaria de cara al ciclo operativo

Las operaciones relacionadas con la adquisición, negociación, traslado, custodia, pago de dividendos y disposición de las Acciones deben efectuarse conforme al régimen cambiario colombiano vigente. El tratamiento aplicable depende, entre otros factores, de la condición de Residente Cambiario o No Residente Cambiario del Inversionista, la naturaleza de la operación y si esta implica transferencia de divisas desde o hacia el exterior. Según el artículo 41 de la Resolución Externa No. 1 de 2018 de la Junta Directiva del Banco de la República, las inversiones de capital del exterior y las inversiones financieras en títulos emitidos o activos radicados en el exterior están, en los eventos previstos en la regulación, sujetas a las reglas de canalización a través del mercado cambiario.

Inversionistas Residentes Cambiarios: Para efectos del régimen cambiario colombiano, la adquisición por un Residente Cambiario de Acciones (valores extranjeros emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE) constituye una inversión financiera en el exterior de carácter especial, conforme al numeral 7.4.4 del Capítulo 7 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83 del Banco de la República. Cuando la adquisición implique giro de divisas al exterior, la operación debe canalizarse por su valor neto efectivamente girado a través del mercado cambiario, suministrando la información de datos mínimos de operaciones de cambio por inversiones internacionales mediante el Sistema de Información Cambiaria, utilizando el numeral cambiario 4570 – “Inversión financiera especial”.

Las inversiones financieras y en activos en el exterior de esta naturaleza, incluidas las inversiones financieras especiales y sus sustituciones, no requieren registro ante el Banco de la República, independientemente de la fecha de realización. Por tanto, los cambios posteriores en la titularidad o composición de una inversión financiera especial de un Residente Cambiario no están sujetos a los procedimientos de sustitución o cancelación previstos para las inversiones internacionales registrables.

La negociación secundaria entre Residentes Cambiarios de inversiones financieras y activos en el exterior puede efectuarse en pesos colombianos o en moneda extranjera, según acuerden las partes. En el caso de operaciones celebradas a través de la BVC conforme al modelo operativo de Parex, la liquidación local se realiza según las reglas del mercado colombiano. Una compraventa local entre residentes liquidada en pesos no supone por sí misma un giro de divisas al exterior, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones cambiarias aplicables a la adquisición original. El modelo operativo prevé que las operaciones locales producen movimientos de valores y efectivo dentro de la infraestructura colombiana.

Traslados de valores entre Colombia y el exterior. Los traslados de acciones entre la infraestructura internacional de custodia y DECEVAL bajo modalidad FOP no constituyen, por sí mismos, operaciones de compraventa. Un movimiento FOP tendrá naturaleza de simple traslado de custodia únicamente cuando se realice entre cuentas del mismo titular, sin cambio de titularidad. Cuando el traslado obedezca a un negocio jurídico subyacente (como compraventa, donación, sucesión u otra forma de transmisión), los efectos tributarios, cambiarios y de registro se determinarán conforme a dicho negocio, no al movimiento de custodia. En la medida en que un traslado FOP no implique giro, reintegro o pago de divisas, no genera por sí solo una nueva obligación de canalización; esto no modifica ni sustituye las obligaciones cambiarias aplicables a la operación económica que origine o suceda al traslado.

En consecuencia, cuando un Residente Cambiario adquiera Acciones en el mercado canadiense y posteriormente solicite su traslado FOP a la estructura internacional utilizada por DECEVAL para reflejar su posición en Colombia, el traslado de custodia será independiente del cumplimiento cambiario correspondiente a la adquisición. Igualmente, cuando un Residente Cambiario traslade acciones desde DECEVAL hacia una cuenta de custodia en el exterior para su posterior venta, el traslado FOP será independiente de las obligaciones cambiarias asociadas a la eventual disposición de la inversión.

Cuando un Residente Cambiario reciba divisas por la venta, redención o liquidación de acciones que constituyan una inversión financiera especial, el ingreso debe canalizarse conforme al régimen cambiario utilizando, cuando corresponda, el numeral cambiario 4066 – "Redención o liquidación de la inversión financiera especial". Para rendimientos o dividendos de dicha inversión, el numeral previsto es el 1599 – "Rendimientos de la inversión financiera especial".

Inversionistas No Residentes Cambiarios: La adquisición por un No Residente Cambiario de valores emitidos por una entidad extranjera e inscritos en el RNVE constituye, para efectos del régimen de inversiones internacionales, una inversión de capital del exterior de portafolio. Cuando la inversión se efectúe mediante canalización de divisas, su registro se realiza automáticamente con el suministro de la información de datos mínimos para operaciones de cambio por inversiones internacionales. Para el ingreso de divisas destinado específicamente a inversiones de portafolio en valores emitidos por entidades extranjeras e inscritos en el RNVE, el Anexo 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83 contempla el numeral cambiario 4038.

Conforme al modelo operativo adoptado para las Acciones, cuando las divisas correspondientes a la adquisición por un No Residente Cambiario de valores emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE sean giradas al exterior por el representante legal del emisor, este debe suministrar los datos mínimos para operaciones de cambio por servicios, transferencias y otros conceptos a través del Sistema de Información Cambiaria, utilizando el numeral cambiario 2912 – "Valores extranjeros emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE", conforme al procedimiento del Banco de la República.

Cuando una inversión de portafolio se realice sin canalización de divisas y corresponda a alguno de los eventos previstos en el numeral 7.2.2.2 del Capítulo 7 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83, su registro se entenderá efectuado mediante la correspondiente anotación en cuenta en el depósito centralizado de valores local. Los cambios en titularidad o composición de la inversión de portafolio, así como sus cancelaciones, deben reflejarse de manera consolidada mediante el Reporte Estadístico de Inversiones de Capital del Exterior de Portafolio en Colombia – IPEXT, sin requerirse un reporte individual de cada sustitución o cancelación.

El retorno, las utilidades, rendimientos y dividendos de inversiones de capital del exterior de portafolio deben canalizarse por conducto del administrador de la inversión de portafolio, suministrando los datos mínimos de operaciones de cambio por inversiones internacionales y utilizando el numeral cambiario 4571 – "Retorno, utilidades, rendimientos y dividendos de la inversión de capital del exterior de portafolio".

Pago de dividendos y monetización. Cuando el pago de dividendos a Inversionistas Residentes Cambiarios sea recibido en moneda extranjera y deba monetizarse a pesos conforme al modelo operativo de Parex, la monetización debe efectuarse a través de un Intermediario del Mercado Cambiario (IMC) cumpliendo las obligaciones de suministro de información cambiaria correspondientes. Para rendimientos o dividendos derivados de la inversión financiera especial de un Residente Cambiario, debe observarse el tratamiento correspondiente al numeral cambiario 1599.

Finalmente, los Inversionistas, las Sociedades Comisionistas de Bolsa, los administradores de inversiones de portafolio, los Depositantes Directos, DECEVAL, los agentes autorizados para el pago y las demás entidades que intervengan en la estructura deben cumplir, según su rol y la naturaleza de cada operación, con las obligaciones de suministro y conservación de información, documentación y soportes previstas en la regulación cambiaria. La documentación que acredite el monto, características, condiciones y movimientos de las inversiones debe conservarse durante el término legal aplicable y mantenerse a disposición de las autoridades competentes.

(g) Advertencias sobre la operación

La descripción operativa contenida en este documento tiene como finalidad explicar el funcionamiento general de la estructura de listamiento local y los flujos operativos asociados a las Acciones en Colombia. Cada Inversionista debe consultar con su Sociedad Comisionista de Bolsa, asesor tributario, asesor cambiario y demás profesionales competentes las implicaciones particulares de sus operaciones, incluyendo los requisitos para negociación, custodia, traslado, ejercicio de derechos, devolución de impuestos y recepción de dividendos.

Las entidades participantes en la estructura pueden establecer procedimientos, plazos, cortes operativos, formatos, soportes y requisitos adicionales para la ejecución de las operaciones y eventos descritos. La posibilidad de ejecutar un traslado, ejercer derechos políticos, solicitar una devolución de impuestos o recibir un beneficio económico está sujeta al cumplimiento oportuno de dichos requisitos.

2.7 POLÍTICA DE DIVIDENDOS DE LA COMPAÑÍA

La Compañía no tiene obligaciones legales o reglamentarias de declarar dividendos. La Junta Directiva es el órgano corporativo facultado para declarar los dividendos de la Compañía.

El artículo 43 de la ABCA establece que una empresa no puede declarar ni pagar dividendos si existen motivos razonables para creer que no puede, o no podrá, cumplir con sus obligaciones a medida que venzan, o que el valor realizable de sus activos sería inferior a la suma de sus pasivos y el capital declarado de todas las clases.

En 2021, la Junta Directiva implementó un programa de dividendos conforme al cual la Compañía espera pagar un dividendo trimestral regular en efectivo. Si se declara, se espera que el dividendo trimestral se pague en cada trimestre de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año a los titulares registrados de Acciones Ordinarias de dicho mes.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, y los tres primeros trimestres del año que terminará el 31 de diciembre de 2026, la Compañía pagó los siguientes dividendos trimestrales en efectivo:

(CAD per share)	Q1	Q2	Q3	Q4	Year
2026	$0.385	$0.385	$0.385	-	-
2025	$0.385	$0.385	$0.385	$0.385	$1.54
2024	$0.375	$0.385	$0.385	$0.385	$1.53
2023	$0.375	$0.375	$0.375	$0.375	$1.50

De acuerdo con la práctica histórica del Emisor, la Junta Directiva ha declarado los dividendos trimestrales coincidiendo con la publicación de los resultados financieros del trimestre anterior. Este calendario proporciona a los accionistas visibilidad sobre el momento de las declaraciones de dividendos, las cuales suelen anunciarse mediante comunicado de prensa disponible en el sitio web del Emisor y a través de SEDAR+ (www.sedarplus.ca). El pago se efectúa típicamente hacia mediados del último mes del trimestre correspondiente, y la fecha de registro (*record date*) para determinar los accionistas con derecho al dividendo se establece típicamente una semana antes de la fecha de pago. Los Inversionistas pueden consultar las fechas específicas de cada dividendo en los estados financieros intermedios y anuales del Emisor, así como en los comunicados de prensa relacionados.

Los dividendos declarados por la Compañía se pagan en efectivo y en dólares canadienses (CAD), conforme a la práctica vigente desde la implementación del programa de dividendos. Para los

Inversionistas en Colombia, la recepción de los dividendos se efectuará a través de la estructura de custodia aplicable según lo previsto en el Instructivo Operativo, sujeta a las operaciones de conversión cambiaria que resulten procedentes según lo previsto en ese documento.

No obstante lo anterior, la decisión de declarar cualquier dividendo y el monto de los futuros dividendos en efectivo declarados y pagados por la Compañía, si los hubiere, estarán sujetos a la discreción de la Junta Directiva y pueden variar dependiendo de una variedad de factores y condiciones existentes en cada momento, incluyendo, sin limitarse a, el desempeño comercial, el entorno operativo donde se encuentran los activos de la Compañía, la situación financiera, los planes de crecimiento, las fluctuaciones en los precios de las materias primas, los niveles de producción, los requisitos esperados de gastos de capital, los costos operativos, las cargas por regalías, las tasas de cambio, las tasas de interés, el cumplimiento de cualquier restricción sobre la declaración y el pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo del cual la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias sea parte en cualquier momento (incluyendo, sin limitarse a, los acuerdos que rigen las facilidades de crédito y los títulos de deuda de la Compañía), y la satisfacción de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para la declaración y el pago de dividendos. El monto real, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta Directiva. No puede haber garantía de que los dividendos se paguen a la tasa actual o a cualquier tasa en el futuro.

La Junta Directiva tiene la intención de revisar el programa de dividendos periódicamente, a su discreción. Dependiendo de los factores anteriores y de cualquier otro factor que la Junta Directiva considere pertinente en cada momento, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía, la Junta Directiva puede cambiar el programa después de dicha revisión o en cualquier otro momento que la Junta Directiva considere conveniente. Cualquier cambio de este tipo puede incluir, sin restricción, la reducción o suspensión total de futuros dividendos en efectivo.

El artículo 11.04 de los estatutos de la Compañía establece que cualquier dividendo no reclamado después de un periodo de 6 años a partir de la fecha en que se haya declarado pagadero prescribirá y revertirá a la Compañía.

Ciclo operativo de pago de dividendos para los Inversionistas en Colombia

Cuando la Compañía decrete dividendos, pondrá a disposición de DECEVAL, a través de la cadena de custodia, los recursos correspondientes a las Acciones registradas en Colombia para su distribución a los respectivos inversionistas. Para tal efecto, dichos recursos serán transferidos y canalizados conforme a lo previsto en el Instructivo Operativo, de manera que los dividendos sean pagados en pesos colombianos a los inversionistas finales titulares de las Acciones registradas en Colombia. En consecuencia, los inversionistas en Colombia podrán recibir los dividendos en una fecha posterior a aquella en que sean pagados por la Compañía, teniendo en cuenta la transferencia y canalización de los recursos a través de la cadena de custodia. El plazo aplicable para la canalización y entrega de los recursos será el previsto en el Instructivo Operativo.

Los Inversionistas en Colombia deben tener en cuenta que los dividendos son declarados y pagados por la Compañía en dólares canadienses (CAD). Para que lleguen en pesos colombianos (COP), los recursos se someterán a dos conversiones sucesivas a lo largo de la cadena de custodia. En donde el Custodio Internacional deberá convertir los dividendos en CAD recibidos por el Depósito Internacional a dólares estadounidenses (USD) y los remitirá a la cuenta de DECEVAL en Estados Unidos. Después, DECEVAL, a través del intermediario del mercado cambiario (IMC) con el que tiene contratado dicho servicio, convertirá esos USD a COP y canalizará el pago en Colombia. El procedimiento operativo aplicable se describe en el Instructivo Operativo, el cual podrá ser modificado de tiempo en tiempo y será publicado a través de los canales oficiales del mercado.[2]

[2] La Compañía procurará, en coordinación con los demás participantes de la cadena de custodia, identificar e implementar mejoras que hagan más eficiente el proceso de pago de dividendos a los Inversionistas en Colombia. Cualquier modificación al procedimiento operativo será incorporada por DECEVAL en el Instructivo de Custodia internacional, cuya elaboración y actualización corresponde a DECEVAL.

2.8 RIESGO CAMBIARIO ASOCIADO AL PAGO DE DIVIDENDOS

Considerando que los dividendos son declarados y pagados por la Compañía en dólares canadienses (CAD), el monto en pesos colombianos que efectivamente reciban los Inversionistas dependerá de las tasas de cambio aplicables en la fecha y hora en que se realice cada una de estas conversiones, conforme a lo previsto en el Instructivo Operativo de DECEVAL. No dependerá de la tasa de cambio vigente en la fecha de declaración o de pago del dividendo por parte de la Compañía. Se estima que los recursos pueden tardar entre dos y tres días en llegar a las cuentas registradas para el pago de dividendos en Colombia. Ese plazo puede variar según la hora de recepción de los fondos, las transferencias, las validaciones y las actuaciones de cada participante de la cadena. Durante ese tiempo, las fluctuaciones de las tasas de cambio CAD/USD y USD/COP podrían reducir el monto recibido en pesos colombianos. Este riesgo deriva de la doble conversión y no puede ser controlado por completo por DECEVAL ni por el Custodio Internacional. Adicionalmente, cada conversión podría estar sujeta a diferenciales cambiarios, comisiones y costos de transferencia cobrados por las entidades que participan en la cadena, los cuales también podrían disminuir el monto neto recibido. La Compañía no realiza operaciones de cobertura cambiaria en beneficio de los Inversionistas en Colombia respecto de los dividendos. El detalle operativo de este procedimiento se encuentra en el Instructivo Operativo, que podrá ser modificado y se publicará en los canales oficiales del mercado.

2.9 ASAMBLEAS DE ACCIONISTAS

De conformidad con el artículo 132 de la ABCA, la asamblea general anual de accionistas debe celebrarse dentro de los quince (15) meses siguientes a la celebración de la última asamblea anual, y el artículo 464 del Manual de Compañías de la TSX exige además que dicha asamblea anual se celebre dentro de los seis (6) meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal de la Compañía. La asamblea general anual y extraordinaria de accionistas de la Compañía correspondiente a 2026 se celebró el 12 de mayo de 2026. De conformidad con el Manual de Compañías de la TSX, la asamblea general anual de 2027 deberá celebrarse a más tardar el 30 de junio de 2027. Parex suele celebrar su asamblea anual durante la primera quincena de mayo. La Junta Directiva tiene la facultad de convocar asambleas extraordinarias en cualquier momento que lo considere necesario. En cuanto a su contenido, todos los asuntos tratados en una asamblea de accionistas, salvo la consideración de los estados financieros y el informe del auditor, la fijación del número de directores para el año siguiente, la elección de directores y el nuevo nombramiento del auditor en ejercicio, se consideran asuntos extraordinarios.

De conformidad con la ABCA y las leyes de valores en Canadá, la notificación de una asamblea de accionistas convocada por la Junta Directiva debe ir acompañada de una circular informativa en la forma prescrita. Las asambleas anuales como para las extraordinarias de accionistas, la ABCA exige que la notificación de la fecha y el lugar de cada asamblea de accionistas se envíe con una antelación no menor a 21 días ni mayor a 50 días antes de la asamblea a cada accionista registrado con derecho a voto en la misma, a cada director y al auditor de la Compañía. Las leyes de valores canadienses proporcionan un régimen para la distribución de materiales de la asamblea a los beneficiarios reales de Acciones, el cual permite a la Compañía cumplir con sus obligaciones de entrega mediante la entrega de materiales a los intermediarios.

Los inversionistas ejercerán el derecho de voto inherente a las Acciones a través de la cadena de custodia. Para tal efecto, cada inversionista impartirá su instrucción de voto a su Depositante Directo, una sociedad comisionista de bolsa o entidad fiduciaria, de conformidad con el contrato de depósito o de custodia celebrado entre las partes respectivas.

DECEVAL consolidará operativamente las instrucciones recibidas de los Depositantes Directos respecto de cada asunto sometido a consideración de la asamblea de accionistas y transmitirá el consolidado al Custodio Internacional, indicando el número de votos correspondiente a cada una de las opciones disponibles. El Custodio Internacional, a su vez, canalizará dichas instrucciones a través del Depósito Internacional para su ejercicio ante el Emisor, de conformidad con la regulación canadiense y los procedimientos de voto aplicables.

La consolidación efectuada por DECEVAL tendrá carácter operativo. Los votos de los inversionistas locales se transmitirán de acuerdo con el número de Acciones instruidas para cada una de las opciones, sin que la consolidación altere su sentido o cantidad.

Las instrucciones de voto impartidas por el Inversionista tendrán carácter vinculante e irrevocable para cada uno de los intermediarios que conforman la cadena de transmisión, quienes deberán ejecutarlas en los términos recibidos. En caso de que el Inversionista no imparta instrucciones dentro del plazo aplicable, las Acciones correspondientes no serán votadas, salvo que el Emisor o la regulación aplicable establezcan un tratamiento distinto para las abstenciones.

En todo caso, el procedimiento antes expuesto se ajustará a lo previsto en el Instructivo Operativo de DECEVAL que se establezca para el efecto.

La Compañía tiene permitido utilizar las disposiciones de "notificación y acceso" (las "**Disposiciones de Notificación y Acceso**") conforme al Instrumento Nacional 54-101 – *Comunicación con los Beneficiarios Reales de Valores de un Emisor Sujeto a la Obligación de Informar* para sus reuniones de accionistas con respecto al envío por correo de los materiales de la reunión de la Compañía, los estados financieros anuales y el análisis y discusión de la administración a los titulares registrados y beneficiarios reales de Acciones Ordinarias. Las Disposiciones de Notificación y Acceso son un conjunto de normas desarrolladas por los Administradores de Valores de Canadá que reducen el volumen de materiales que deben enviarse físicamente por correo a los accionistas al permitir que un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*) publique en línea su circular informativa con respecto a una asamblea de sus accionistas y los materiales relacionados. También se permite a la Compañía utilizar el procedimiento conocido como "estratificación" en relación con el uso que hace la Compañía de las Disposiciones de Notificación y Acceso. La estratificación ocurre cuando un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*) que utiliza las Disposiciones de Notificación y Acceso proporciona una copia impresa de los materiales de la asamblea a algunos accionistas, mientras que otros accionistas recibirán una notificación con la información prescrita por dichas Disposiciones de Notificación y Acceso y un formulario de instrucciones de votación.

Los accionistas residentes en Colombia cuyas Acciones estén reflejadas a través de DECEVAL recibirán los materiales de la reunión de la Compañía a través de su respectivo Depositante Directo, una vez dichos materiales hayan sido puestos a disposición de la cadena de custodia por el Emisor, el Agente de Transferencia o quien este designe.

2.10 LIMITACIONES AL CAMBIO DE CONTROL DE LA COMPAÑÍA Y RESTRICCIONES A LA NEGOCIACIÓN DE ACCIONES

Conforme al Instrumento Nacional 62-104 – *Ofertas Públicas de Adquisición y Ofertas del Emisor*, las regulaciones sobre ofertas públicas de adquisición se aplican a las ofertas para adquirir valores con derecho a voto o valores de renta variable en circulación de una clase, dirigidas a una o más personas, cualquiera de las cuales se encuentre en Canadá o cuya última dirección, según consta en los libros del emisor destinatario de la oferta, se encuentre en Canadá, cuando los valores sujetos a la oferta de adquisición, junto con los valores del oferente, constituyan en conjunto el 20% o más de los valores en circulación de esa clase de valores a la fecha de la oferta de adquisición.

Además, el Instrumento Nacional 62-104 – *Ofertas Públicas de Adquisición y Ofertas del Emisor* establece un sistema de "alerta temprana", mediante el cual los titulares que adquieran la titularidad real de, o el control o la dirección sobre, valores con derecho a voto o valores de capital de cualquier clase de un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*), o valores convertibles en valores con derecho a voto o valores de capital de cualquier clase de un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*), que, junto con los valores de esa clase del adquirente, constituyan el 10% o más de los valores en circulación de esa clase, deben presentar informes tras dicha adquisición, y deben presentar informes adicionales sobre cambios específicos en las circunstancias, incluso en relación con ciertas adquisiciones o enajenaciones posteriores.

El 29 de septiembre de 2009, la Junta Directiva aprobó la adopción de un plan de derechos de los accionistas, el cual fue aprobado por los accionistas de la entidad predecesora de la Compañía el 30 de octubre de 2009 y por la Compañía el 23 de mayo de 2012, fue modificado integralmente y aprobado por los accionistas de la Compañía el 12 de mayo de 2015 y el 9 de mayo de 2018, y la versión modificada fue reaprobada por los accionistas de la Compañía el 6 de mayo de 2021 y el 9 de mayo de 2024 (el "**Plan de Derechos de los Accionistas de Parex**"). Los objetivos fundamentales del Plan de Derechos de los Accionistas de Parex son proporcionar tiempo adecuado a los directores y accionistas de la Compañía para evaluar una oferta pública de adquisición no solicitada sobre la Compañía, proporcionar a los directores tiempo suficiente para explorar y desarrollar alternativas para maximizar el valor para los accionistas en caso de que se presente una oferta pública de adquisición, y garantizar a los accionistas igualdad de oportunidades al participar en una oferta pública de adquisición. El Plan de Derechos de los Accionistas de Parex también previene las "adquisiciones progresivas" (*creeping bids*, es decir, la acumulación del 20% o más de las Acciones Ordinarias mediante compras exentas de las normas canadienses sobre ofertas públicas de adquisición) y evita que un posible adquirente celebre acuerdos de compromiso de venta (*lock-up agreements*) con los accionistas existentes antes de lanzar una oferta pública de adquisición, salvo los acuerdos de compromiso de venta permitidos según se especifica en el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex.

De conformidad con el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex, a cada Acción Ordinaria le corresponde un derecho ("**Derecho**"). Los Derechos se separarán de las Acciones Ordinarias a las que están vinculados y podrán ejercerse tras la ocurrencia de ciertos eventos de acuerdo con el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex. Sujeto a ajustes según lo dispuesto en el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex, cada Derecho otorgará a su titular el derecho a comprar una Acción Ordinaria a un precio igual a C$50,00 (el "**Precio de Ejercicio**") y, en caso de un "Evento *Flip-In*" (según se define en el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex), cada Derecho constituirá el derecho a comprar a la Compañía, previo pago del Precio de Ejercicio y tras ejercer de otro modo dicho Derecho de conformidad con los términos del Plan de Derechos de los Accionistas de Parex, aquel número de Acciones Ordinarias cuyo Precio de Mercado agregado (según se define en el Plan de Derechos de los Accionistas de Parex), en la fecha de consumación u ocurrencia de dicho Evento *Flip-In*, sea igual a cuatro veces el Precio de Ejercicio, por una cantidad en efectivo igual al Precio de Ejercicio. El Plan de Derechos de los Accionistas de Parex es similar a los planes adoptados por varios otros emisores canadienses y aprobados por sus titulares de valores. Una copia del Plan de Derechos de los Accionistas de Parex está disponible en el perfil de SEDAR+ de la Compañía en www.sedarplus.ca.

A la fecha de este documento, ninguno de los valores de la Compañía está sujeto a restricciones contractuales de transferencia impuestas por la Compañía.

2.11 FIDEICOMISOS QUE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS DE LAS ACCIONES

A la fecha del 30 de junio de 2026, según el entender de la Compañía, no existen fideicomisos que limiten los derechos corporativos de las Acciones.

2.12 LIMITACIONES EN LOS DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS A LOS DERECHOS DE LAS ACCIONES

Los estatutos de la Compañía no imponen ninguna restricción a los derechos inherentes a las Acciones Ordinarias.

2.13 PRECIO PROMEDIO Y VOLUMEN NEGOCIADO

La siguiente tabla muestra los precios de cierre diarios promedio y los volúmenes de negociación de las Acciones Ordinarias para cada uno de los doce meses anteriores al 30 de junio de 2026. Las Acciones Ordinarias cotizan en la TSX y se negocian bajo el símbolo PXT.

Mes	Precio de Cierre Promedio (CAD)	Volumen
Julio de 2025	$14,73	12.202.979
Agosto de 2025	$16,44	12.735.893
Septiembre de 2025	$18,13	15.871.970
Octubre de 2025	$18,19	11.890.800
Noviembre de 2025	$18,50	10.455.987
Diciembre de 2025	$18,15	11.752.720
Enero de 2026	$19,17	12.754.742
Febrero de 2026	$21,00	12.433.557
Marzo de 2026	$25,26	28.367.180
Abril de 2026	$26,61	19.040.606
Mayo de 2026	$26,85	18.369.409
Junio de 2026	$25,26	23.991.244

2.14 RÉGIMEN LEGAL APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Parex Resources Inc. es una sociedad constituida de conformidad con las leyes de Alberta, Canadá, y sus Acciones Ordinarias están inscritas y cotizan en la TSX. En consecuencia, los asuntos corporativos relacionados con la existencia, capacidad, organización corporativa, derechos inherentes a las Acciones Ordinarias, declaraciones de dividendos, reuniones, quórums, mayorías, derechos de voto, transferencias en el registro canadiense y otros asuntos corporativos del Emisor se rigen por la legislación canadiense aplicable, incluyendo la ABCA, y las normas de mercado aplicables. Cualquier acción legal o procedimiento relacionado con la ejecución de los derechos inherentes a las Acciones Ordinarias en virtud de la ABCA corresponde a la jurisdicción del Tribunal del Banco del Rey de Alberta (tribunal de primera instancia con jurisdicción general en la provincia de Alberta). Dado que la oficina principal de la Compañía se encuentra en Calgary, Alberta, Canadá, y la Compañía es un emisor sujeto a la obligación de informar (*reporting issuer*) en cada una de las provincias de Canadá, diversos asuntos, tales como la negociación de las Acciones Ordinarias y los requisitos de divulgación continua, también se rigen por las leyes de valores y otras leyes aplicables en Canadá.

No obstante lo anterior, el registro de las Acciones en el RNVE, su inscripción y negociación en la BVC, la divulgación de información relevante en Colombia, las obligaciones del Emisor frente al mercado público de valores colombiano, las actuaciones de los intermediarios locales, la compensación y liquidación local, y las operaciones realizadas en Colombia, se regirán por la ley colombiana aplicable, incluyendo el Decreto 2555 de 2010, la Ley 964 de 2005, la Circular Básica Jurídica de la SFC, los reglamentos de la BVC, los reglamentos de DECEVAL y las demás normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

Los Inversionistas deben tener en cuenta que, al tratarse de acciones emitidas por un emisor extranjero, el ejercicio de ciertos derechos corporativos puede estar sujeto a los procedimientos, plazos, restricciones y mecanismos previstos en la ley canadiense, en los documentos corporativos del Emisor (incluyendo sus estatutos y reglamentos), y en los sistemas de depósito en Canadá (CDS) y Colombia (DECEVAL).

Para asuntos relacionados con la negociación de las Acciones en Colombia, los jueces y autoridades colombianas serán competentes de acuerdo con la legislación aplicable.

Las controversias de carácter corporativo relacionadas con las Acciones, incluyendo aquellas relativas a la existencia, capacidad u organización corporativa del Emisor; los derechos inherentes a las Acciones; la declaración y pago de dividendos; la celebración de reuniones, quórums y mayorías; los derechos de voto; la elección de los miembros de la Junta Directiva; y las operaciones o reorganizaciones corporativas, tales como fusiones, adquisiciones o escisiones, así como cualquier otro asunto que derive de la condición de accionista de Parex, se regirán por la legislación canadiense aplicable, incluyendo la ABCA. Estas controversias estarán sujetas a la jurisdicción exclusiva de los tribunales de Alberta, Canadá, incluyendo el Tribunal del Banco del Rey de Alberta, en su calidad de tribunal de primera instancia con jurisdicción general en dicha provincia.

Por su parte, las controversias relacionadas con las obligaciones asumidas por el Emisor frente al mercado público de valores colombiano como consecuencia de la inscripción de las Acciones en el RNVE y su listado en la BVC estarán sujetas a la normativa colombiana aplicable y podrán ser sometidas a la jurisdicción de los jueces y autoridades colombianas, según corresponda. Lo anterior comprende las controversias relacionadas con el cumplimiento de los deberes de revelación de información relevante y periódica ante la SFC y el mercado; las actuaciones de los representantes autorizados del Emisor en Colombia en ejercicio de las funciones descritas en este Prospecto; la atención a los Inversionistas en Colombia; y, en general, cualquier otra obligación que surja directamente de la normativa colombiana aplicable al registro y negociación de valores extranjeros.

2.15 RÉGIMEN CAMBIARIO Y DE INVERSIÓN INTERNACIONAL APLICABLE

Las implicaciones cambiarias bajo la normativa colombiana vigente varían dependiendo del tipo de operación que se esté realizando. Bajo este entendido, existen operaciones que se clasifican como de canalización obligatoria a través del mercado cambiario y operaciones que se consideran de mercado libre.

Así, el mercado cambiario está compuesto por aquellas divisas que deben ser canalizadas obligatoriamente a través de los IMCs autorizados para ello, o a través del mecanismo de compensación, y aquellas divisas que son canalizadas voluntariamente a través del mercado cambiario, a pesar de estar exentas de cumplir con este tipo de obligación.

En contraste, el mercado libre está compuesto por aquellas operaciones que no están clasificadas bajo la normativa colombiana como de canalización obligatoria a través del mercado cambiario, pero cuya forma de cumplimiento se efectúa en divisas en efectivo, divisas en el exterior, cheques en moneda extranjera o activos no financieros como bonos, entre otros.

La regulación cambiaria indica claramente qué tipo de operaciones se entienden como de canalización obligatoria a través del mercado cambiario. En otras palabras, establece qué tipo de operaciones deben canalizarse siempre, ya sea a través de un IMC autorizado o mediante cuentas de compensación. Por lo tanto, estas operaciones deben pagarse siempre a través de un IMC autorizado o una cuenta de compensación, independientemente de si se trata de una operación en moneda extranjera o de una operación autorizada para realizarse en Pesos como moneda de curso legal.

Al respecto, el artículo 41 de la Resolución Externa 1 de 2018 de la Junta Directiva del Banco de la República establece que las siguientes operaciones son de canalización obligatoria: (i) Importación y exportación de bienes; (ii) Endeudamiento externo activos y pasivos, así como los costos financieros inherentes a los mismos; (iii) Inversiones de capital extranjero en el país o de capital colombiano en el exterior, así como los rendimientos asociados a dichas inversiones; (iv) Inversiones financieras en valores emitidos y en activos radicados en el exterior, así como los rendimientos asociados a las mismas, excepto cuando las inversiones se realicen con divisas provenientes de operaciones que no deban canalizarse a través del mercado cambiario; (v) Transacciones de derivados; y (vi) Garantías y avales en moneda extranjera y transacciones de derivados financieros.

En este sentido, el tratamiento cambiario aplicable a las operaciones variará dependiendo de si las operaciones son realizadas por Residentes Cambiarios o No Residentes Cambiarios. Particularmente en el caso de la inversión en valores ubicados en el exterior e inscritos en el RNVE, si las acciones son adquiridas por Residentes Cambiarios, la operación debe analizarse bajo el régimen de inversiones financieras y activos en el exterior, particularmente inversiones financieras especiales, dado que se trata de valores emitidos por una empresa extranjera. Por otra parte, si las acciones son adquiridas por Inversionistas No Residentes Cambiarios, la operación debe analizarse bajo el régimen de inversión de portafolio extranjera, en la medida en que dicho régimen incluye la adquisición, por parte de No Residentes Cambiarios, de valores emitidos por entidades extranjeras e inscritos en el RNVE.

Por una parte, la inversión de portafolio extranjera incluye las inversiones realizadas por Inversionistas No Residentes Cambiarios en activos financieros del mercado colombiano, principalmente valores inscritos en el RNVE, así como otros instrumentos autorizados por la normativa aplicable.

El literal b) del artículo 2.17.2.2.1.2 del Decreto 1068 de 2015 establece una lista exhaustiva de los valores considerados como inversión de capital de portafolio extranjera, entre los cuales se encuentra la adquisición por parte de un Inversionista No Residente Cambiario (sea persona natural, jurídica o una entidad asimilada), de los valores inscritos en el RNVE, de conformidad con el Decreto 2555 de 2010.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que toda inversión de capital en el exterior que tenga intención de permanencia en acciones emitidas por una Sociedad Residente Cambiaria debe registrarse como inversión directa, incluso si dichos valores están inscritos en el RNVE.

Como regla general, cuando la inversión implique el ingreso de divisas al país, la operación debe canalizarse a través del mercado cambiario, por medio de un IMC. Por lo tanto, será necesario presentar la declaración de cambio por inversiones internacionales a través del Sistema de Información Cambiaria del Banco de la República, utilizando el numeral cambiario aplicable. En estos eventos, de conformidad con las regulaciones del Banco de la República, el registro de la inversión extranjera de portafolio se entiende efectuado automáticamente con la presentación de dicha información al IMC.

Sin embargo, la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83 del Banco de la República también contempla la posibilidad de realizar operaciones de inversión de portafolio sin canalización de divisas, en casos particulares como la reinversión de utilidades y rendimientos. En estos casos, el registro se entiende efectuado mediante la anotación en cuenta en DECEVAL, entre otros, respecto a reinversiones o capitalizaciones de sumas con derecho a giro, redenciones y adiciones de programas de certificados de depósito negociables representativos de valores, transferencias de valores emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE, operaciones relacionadas con fondos bursátiles y los demás eventos previstos en el numeral 7.2.2.2 del Capítulo 7 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83.

Por otra parte, la inversión financiera y/o inversión en activos ubicados en el exterior incluye cualquier tipo de activo, incluyendo inversiones financieras, participaciones en fondos extranjeros, derechos fiduciarios o fideicomisos en el exterior, bienes inmuebles, inventarios y otros activos fuera del territorio colombiano.

Esta categoría incluye las inversiones financieras especiales en el exterior, reguladas en el numeral 7.4.4 de la Circular Reglamentaria Externa DCIP-83 del Banco de la República. Esta disposición incluye: (i) valores inscritos en sistemas de cotización de valores extranjeros mediante convenios o acuerdos de integración de bolsas de valores; (ii) valores extranjeros negociados en sistemas de cotización de valores extranjeros a través de sociedades Comisionistas de Bolsa; y (iii) valores emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE, tales como las Acciones.

A diferencia del régimen general aplicable a otras inversiones financieras y de activos en el exterior, las cuales pueden realizarse utilizando divisas del mercado libre, la regulación cambiaria establece expresamente que las inversiones financieras de carácter especial deben canalizarse a través del mercado cambiario. En consecuencia, el giro de los recursos destinados a estas inversiones debe realizarse conjuntamente con la presentación de la declaración de cambio por inversiones internacionales, utilizando el numeral cambiario correspondiente. Particularmente, para las inversiones en valores emitidos en el

exterior e inscritos en el RNVE, la canalización debe realizarse a través del Sistema de Información Cambiaria utilizando el numeral cambiario 4570 "*Inversión financiera especial*". Adicionalmente, la normativa cambiaria precisa que estas operaciones deben informarse por el valor neto efectivamente girado, independientemente de si la negociación se ha liquidado mediante mecanismos de compensación o neteo.

No obstante la obligación de canalizar las divisas a través del mercado cambiario, estas inversiones no están sujetas al régimen de registro de inversiones internacionales administrado por el Banco de la República. En consecuencia, las inversiones financieras y las inversiones en activos en el exterior, incluyendo las inversiones financieras de carácter especial, no requieren registro ante dicha entidad, independientemente de la fecha en que se hayan realizado. Por la misma razón, las modificaciones posteriores de la inversión, tales como cambios de titularidad o sustituciones del activo, tampoco están sujetas a trámites de sustitución, actualización o cancelación ante el Banco de la República, a diferencia de lo que ocurre con las inversiones internacionales registrables.

Con respecto a la transferencia de recursos o el retorno de la inversión, la regulación cambiaria establece que el ingreso de divisas derivado de la liquidación o redención de la inversión, así como los rendimientos, intereses, dividendos u otras utilidades generadas por la misma, deben canalizarse mediante la presentación de la información de los datos mínimos de las operaciones de cambio por inversiones internacionales, utilizando el numeral cambiario correspondiente a la naturaleza del ingreso. Para las inversiones financieras especiales en valores emitidos en el exterior e inscritos en el RNVE, dicha regulación contempla el numeral cambiario 4066 "*Redención o liquidación de la inversión financiera especial*".

El régimen cambiario también establece la posibilidad de que las negociaciones secundarias entre Residentes Cambiarios relacionadas con inversiones financieras y activos en el exterior se liquiden tanto en moneda legal colombiana como en moneda extranjera. En consecuencia, cuando un residente transfiere a otro residente la propiedad de este tipo de inversión en una operación de Mercado Secundario, las partes tienen la facultad de acordar libremente la moneda en la que se realizará el pago del precio, sin que la regulación cambiaria imponga el uso exclusivo de Pesos o una moneda extranjera.

Finalmente, el Inversionista Residente Cambiario, el IMC, la Sociedad Comisionista de Bolsa, el administrador de inversiones, DECEVAL o el titular de la cuenta de compensación, según corresponda de acuerdo con la estructura operativa aplicable, deben conservar la documentación que permita acreditar el monto, las características, las condiciones y los movimientos de la inversión. Esta información debe mantenerse a disposición de las autoridades competentes durante todo el plazo de prescripción de la acción sancionatoria por infracciones al régimen cambiario y de inversión internacional, es decir, dos años, con el fin de demostrar el adecuado cumplimiento de las obligaciones cambiarias aplicables.

Adicionalmente, en cuanto a la información cambiaria exógena, la Resolución 180 de 2024 de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) derogó la Resolución 4083 de 1999 y actualizó los requisitos de información relacionados con las operaciones de cambio canalizadas a través de los IMC y las cuentas de compensación. Por su parte, la Resolución 204 de 2025 de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN) desarrolla el contenido, las características técnicas, los formatos y los plazos aplicables para la presentación de la información cambiaria exógena ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN).

Las declaraciones de cambio por inversiones internacionales se presentan a través del Sistema de Información Cambiaria del Banco de la República, de conformidad con la Resolución Externa 7 de 2023 de la Junta Directiva del Banco de la República, la cual indicó las operaciones que continúan realizándose a través de dicho sistema y derogó la Resolución Externa 1 de 2014.

Régimen de Inversión Internacional en Canadá

La inversión extranjera en Canadá está regulada por la *Ley de Inversiones de Canadá*. En virtud de la *Ley de Inversiones de Canadá*, la adquisición del control de una empresa canadiense existente por parte de

un Inversionista no canadiense está sujeta a: (i) si se superan ciertos umbrales, una solicitud de revisión de beneficio neto previa al cierre y un proceso de aprobación mediante el cual el no canadiense debe satisfacer al Ministro responsable de la *Ley de Inversiones de Canadá* de que es probable que la transacción sea de beneficio neto para Canadá antes de que pueda completarse, o (ii) cuando no se superen dichos umbrales, una notificación al Ministro, la cual puede realizarse antes del cierre o dentro de los 30 días posteriores al mismo. Los umbrales varían según una serie de factores, incluyendo el tipo de Inversionista y su país de origen.

La adquisición de una mayoría de las acciones con derecho a voto de una sociedad se considera una "adquisición de control" de dicha entidad en virtud de la *Ley de Inversiones de Canadá*. La adquisición de menos de una mayoría, pero de un tercio o más de las acciones con derecho a voto, se presume como una adquisición de control de dicha sociedad, a menos que se pueda establecer que, tras la adquisición, la sociedad no está controlada de hecho por el adquirente a través de la propiedad de acciones con derecho a voto. La adquisición de menos de un tercio de las acciones con derecho a voto de una sociedad se considera que no es una adquisición de control de dicha sociedad, sujeto a ciertos derechos discrecionales conferidos al Ministro responsable en relación con inversiones que involucren a empresas estatales no canadienses.

Además, la *Ley de Inversiones de Canadá* contempla la revisión por separado de las inversiones extranjeras realizadas por no canadienses bajo el fundamento de que la inversión podría ser perjudicial para la seguridad nacional.

Sujeto a excepciones limitadas, la adquisición de acciones con derecho a voto de una sociedad que cotiza en bolsa que tenga, o que controle entidades que tengan, ya sea activos en Canadá o ingresos por ventas en, desde o hacia Canadá que excedan ciertos umbrales financieros, estará sujeta a notificación al Comisionado de Competencia (el "**Comisionado**") en virtud de la *Ley de Competencia* (Canadá) si, como resultado de la transacción, el adquirente (junto con sus afiliadas) poseyera más del 20% de las acciones con derecho a voto de la sociedad (o más del 50% si el adquirente y sus afiliadas ya poseen más del 20%). Una transacción que esté sujeta a notificación en virtud de la *Ley de Competencia* no podrá completarse hasta que las partes de la transacción hayan presentado sus notificaciones y el periodo de espera aplicable haya expirado o haya sido terminado por el Comisionado, o el Comisionado haya eximido a las partes de la obligación de proporcionar notificaciones de conformidad con la Ley de Competencia.

2.16 CLÁUSULA DE SALVAGUARDIA

Los derechos de los titulares de las Acciones Ordinarias tienen la misma prioridad de pago (*pari passu*) entre sí, independientemente de si las Acciones Ordinarias se mantienen a nivel nacional o en el extranjero.

La Compañía está sujeta principalmente a la *Bankruptcy and Insolvency Act*, la *Companies' Creditors Arrangement Act* y la ABCA en materia de insolvencia, reorganización, liquidación y disolución. Los procedimientos correspondientes son conocidos, según resulte aplicable, por el Tribunal del Banco del Rey de Alberta (tribunal de primera instancia con jurisdicción general en la provincia de Alberta). En consecuencia, en caso de insolvencia del Emisor, no serán aplicables la legislación colombiana en materia de insolvencia ni la jurisdicción de las autoridades colombianas, sin perjuicio de lo previsto en la sección 2.14 – Régimen Legal Aplicable y Tribunales Competentes de este Prospecto.

En un procedimiento de insolvencia o liquidación, los derechos de los titulares de Acciones Ordinarias están subordinados a los derechos de los acreedores de la Compañía. En consecuencia, los accionistas solo tendrán derecho a recibir distribuciones una vez que todas las reclamaciones que tengan prioridad sobre sus participaciones de capital hayan sido satisfechas de conformidad con la ley aplicable.

Como resultado, en caso de insolvencia, quiebra o liquidación de la Compañía, los titulares de Acciones Ordinarias pueden no recibir ninguna distribución y podrían perder todo el valor de su inversión.

2.17 METODOLOGÍA DE VALORACIÓN DE CAPITAL

Las inversiones en valores de renta variable emitidos por entidades extranjeras que cotizan simultáneamente en las bolsas de valores del país y en bolsas de valores extranjeras se valoran de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 3.4.1.54. Parte 3, Capítulo 4, Sección 1 de la Circular Externa 004 de 2026.

En relación con la clasificación, valoración y contabilización de las inversiones, las disposiciones que regulan esta materia al respecto se establecen en la Parte 3, Capítulo 4, Sección 1 de la Circular Básica Financiera, Circular Externa 004 de 2026.

Las disposiciones relativas a la contabilidad y el reconocimiento de provisiones, las cuales se basan en su clasificación, es decir, inversiones negociables, inversiones disponibles para la venta e inversiones que se mantendrán hasta el vencimiento, se establecen en los párrafos 7 y 8 del mismo capítulo del reglamento antes mencionado.

3. INFORMACIÓN DEL EMISOR

3.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL EMISOR

3.1.1 NOMBRE Y CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

Parex Resources Inc. es una de las mayores empresas independientes de petróleo y gas que operan en Colombia basado en producción media diaria, centrándose en la exploración, desarrollo y producción sostenibles de petróleo y gas convencionales. La sede corporativa de la Compañía se encuentra en Calgary, Canadá; con una oficina operativa en Bogotá, Colombia.

La producción para el año terminado en 2025 fue aproximadamente un 97% ponderada en líquidos, lo que generó fuertes Netbacks, y está conectada en su mayor parte a oleoductos, lo que proporciona acceso a la extensa red de infraestructura de Colombia con exposición a precios premium vinculados al Brent.

Parex es también uno de los mayores titulares independientes de áreas en Colombia, con aproximadamente 6,8 millones de acres brutos, y está explorando y utilizando activamente su portafolio de activos de alta calidad con la ambición de seguir creciendo como operador de múltiples yacimientos.

Parex Resources Inc. es una sociedad constituida de conformidad con las leyes de la Provincia de Alberta, Canadá. Su domicilio social se encuentra en 3400, 888 Third Street S.W., Calgary, Alberta, Canadá, T2P 5C5. Las Acciones Ordinarias cotizan en la TSX con el símbolo “PXT”.

3.1.2 SITUACIÓN JURÍDICA

La Compañía se encuentra en operación.

3.1.3 DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN

Ninguna disposición en la ABCA ni en los estatutos o reglamentos internos de la Compañía establece un plazo para la existencia corporativa de la Compañía. En virtud de la ABCA, la Compañía continuará existiendo a menos que, y hasta la fecha en que el Registrador de Sociedades de Alberta (el “**Registrador**”) emita un certificado de disolución a la Compañía. Las causales de disolución están prescritas en la ABCA e incluyen, entre otras cosas, lo siguiente:

(a) la aprobación mediante una resolución especial de los accionistas de la compañía, en circunstancias en las que la compañía no tenga activos ni pasivos en virtud del artículo 211 de la ABCA;

(b) la liquidación y disolución voluntaria de una compañía mediante una resolución especial de los accionistas de la compañía de acuerdo con el artículo 212 de la ABCA;

(c) la disolución por parte del Registrador, en virtud del artículo 213 de la ABCA, en relación con una compañía que (i) no haya desarrollado actividades comerciales durante tres años consecutivos o (ii) se halle en incumplimiento durante un periodo de un año con respecto a la remisión al Registrador de cualquier aviso o documento exigido por la ABCA; y

(d) la disolución por orden judicial bajo ciertas circunstancias de conformidad con los artículos 214 y 215 de la ABCA.

3.1.4 REGULACIÓN ESPECÍFICA

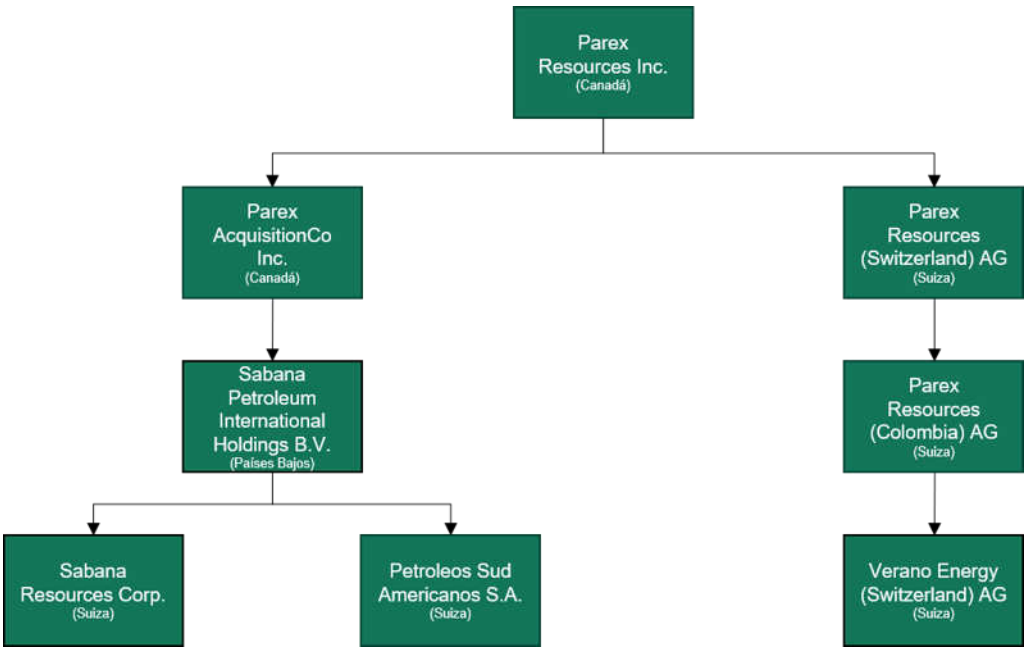
Además de las leyes canadienses descritas en otras partes de este Prospecto, Parex respeta, aplica y cumple con las regulaciones colombianas relacionadas con la exploración, explotación, distribución, transporte y comercialización de hidrocarburos aplicables a las empresas extranjeras constituidas en Colombia, ya que es una empresa que controla el 100% de las acciones de compañías extranjeras constituidas en Colombia a través de una sucursal.

3.1.5 ACCIONISTAS SIGNIFICATIVOS

Según el entender de los directores y ejecutivos de la Compañía, al 30 de junio de 2026, ninguna persona o compañía es beneficiaria real, ni controla o dirige, directa o indirectamente, Acciones Ordinarias que otorguen más del 10% de los votos vinculados a todas las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación.

3.1.6 DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA CORPORATIVA DE PAREX

El siguiente gráfico resume la estructura corporativa de las subsidiarias materiales de Parex:



3.1.7 SUBSIDIARIAS

La siguiente tabla establece, el nombre de cada subsidiaria, la jurisdicción de constitución, continuación u organización, el titular registrado de las acciones con derecho a voto de cada subsidiaria, el porcentaje de acciones con derecho a voto de las que es titular y la actividad comercial desarrollada por cada subsidiaria.

Subsidiaria	Jurisdicción de Constitución, Continuación u Organización	Titular Registrado de Valores con Derecho a Voto y Porcentaje de Participación	Actividad Comercial Desarrollada
Parex Bermuda (Insurance) Ltd.	Bermudas	Parex (100%)	Compañía de seguros cautiva
Verano Energy Holdings (Barbados) Limited	Barbados	Parex (100%)	Sociedad holding inactiva
Parex Resources (Switzerland) AG	Suiza (art. 620 y ss. del Código de Obligaciones suizo)	Parex (100%)	Sociedad holding
Parex Resources (Bermuda) Ltd.	Bermudas	Parex Resources (Switzerland) AG (100%)	Sociedad holding inactiva
Parex Resources (Colombia) AG	Suiza (art. 620 y ss. del Código de Obligaciones suizo)	Parex Resources (Switzerland) AG (100%)	La Compañía realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia a través de una sucursal colombiana de esta entidad
Verano Energy (Switzerland) AG	Suiza (art. 620 y ss. del Código de Obligaciones suizo)	Parex Resources (Colombia) AG (100%)	La Compañía realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia a través de una sucursal colombiana de esta entidad
Parex AcquisitionCo Inc.	Alberta, Canadá	Parex (100%)	Sociedad holding
Sabana Petroleum International Holdings B.V.	Países Bajos	Parex AcquisitionCo Inc. (100%)	Sociedad holding
Sabana Resources Corp.	Suiza (art. 620 y ss. del Código de Obligaciones suizo)	Sabana Petroleum International Holdings B.V. (100%)	La Compañía realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia a través de una sucursal colombiana de esta entidad

Subsidiaria	Jurisdicción de Constitución, Continuación u Organización	Titular Registrado de Valores con Derecho a Voto y Porcentaje de Participación	Actividad Comercial Desarrollada
Sabana Comercialización S.A.S.	Colombia	Sabana Resources Corp. (100%)	Actividades de comercialización y compraventa de crudo
Petróleos Sud Americanos S.A.	Suiza (art. 620 y ss. del Código de Obligaciones suizo)	Sabana Petroleum International Holdings B.V. (100%)	La Compañía realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia a través de una sucursal colombiana de esta entidad
Major International Oil S.A.	Panamá	Frontera Petroleum International Holdings B.V. (100%)	Sociedad holding que ostenta la titularidad de terrenos agrícolas a través de una sucursal colombiana
Promotora Agrícola de los Llanos S.A.	Panamá	Major International Oil S.A. (100%)	Operaciones agrícolas de palma de aceite
Agro Cascada S.A.S.	Colombia	Major International Oil S.A. (100%)	Operaciones de tratamiento de agua

3.1.8 OTRAS INVERSIONES

Al 30 de junio de 2026, fecha de corte de los estados financieros intermedios que sustentan este Prospecto, la Compañía no posee inversiones materiales en entidades cuyo valor exceda el 10% de los activos totales de la Compañía, distintas a sus subsidiarias descritas anteriormente.

3.2 NEGOCIO DEL EMISOR

3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL NEGOCIO

Parex ha ejecutado una estrategia de crecimiento disciplinado respaldada por una asignación prudente de capital, una sólida generación de flujo de efectivo y un compromiso constante con el retorno a los accionistas. A través de una exploración, desarrollo y adquisiciones estratégicas exitosas, la Compañía se ha convertido en el mayor productor independiente de petróleo y gas en Colombia.

Desde la adquisición de sus primeros activos colombianos en 2010, Parex ha aumentado la producción de cero a aproximadamente 45.000 boe/d en 2025. Aproximadamente el 80% de la producción de Parex se vende a nivel nacional, y el 20% restante se vende en los mercados internacionales.

Al 31 de diciembre de 2025, Parex tenía 99,6 MMboe de reservas 1P y 157,4 MMboe de reservas 2P, lo que representa 1,04 boe y 1,64 boe por Acción básica en circulación, respectivamente. En 2025, Parex alcanzó índices de reemplazo de reservas 1P y 2P del 106% y 152%, respectivamente, con los correspondientes índices de vida de reservas de 6,4 años y 10 años.

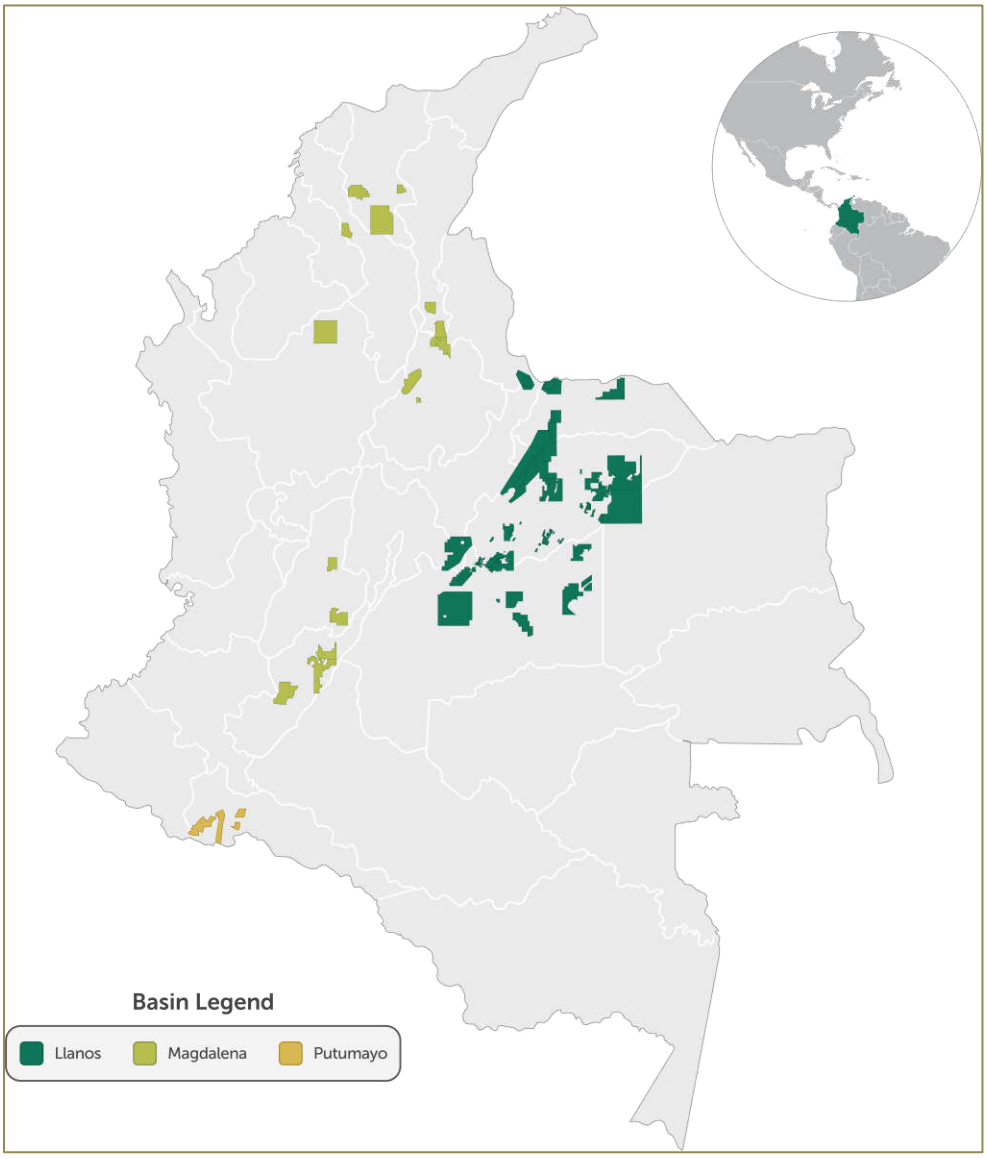
En 2026, la Compañía completó la adquisición de los activos de exploración y producción en Colombia de Frontera y amplió su presencia en la Cuenca del Magdalena a través de un BCA del 50% con Ecopetrol. Estas transacciones fortalecieron aún más la escala de Parex, diversificaron su portafolio y mejoraron su

plataforma de crecimiento a largo plazo. La Compañía espera una producción promedio para 2026 de 63.000 a 67.000 boe/d.

Base de activos y operaciones

El portafolio de Parex combina activos en producción de alta calidad que generan flujo de efectivo con un amplio inventario de oportunidades de desarrollo y exploración. Tras la Adquisición de Frontera, la Compañía posee aproximadamente 7,1 millones de acres netos en las cuencas de los Llanos, Magdalena y Putumayo.

Los principales activos en producción incluyen LLA-34, Cabrestero, Quifa, LLA-111 y CPE-6 en la Cuenca de los Llanos; VIM-1, Casabe y Llanito en la Cuenca del Magdalena; y múltiples activos de producción en la Cuenca del Putumayo.



Fortalezas competitivas

1. **Operador independiente líder de E&P en Colombia**

Parex es la mayor empresa independiente de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia, con una producción promedio esperada de 63.000 a 67.000 boe/d en 2026 tras la finalización de la Adquisición de Frontera. La Compañía opera bajo un régimen fiscal atractivo y se beneficia de precios vinculados al Brent en USD, lo que proporciona una exposición directa a los mercados petroleros globales y respalda una generación de flujo de efectivo líder en la industria.

Colombia es un país miembro de la OCDE con ramas de gobierno independientes, libre movimiento de capital y sin controles de cambio de divisas, lo que proporciona un entorno operativo estable para la inversión internacional.

2. Larga y consolidada trayectoria de crecimiento orgánico y por fusiones y adquisiciones en Colombia

Desde su fundación en 2009, Parex ha ejecutado consistentemente una estrategia de crecimiento disciplinada, aumentando la producción de cero a aproximadamente 45.000 boe/d en 2025 a través de una combinación exitosa de exploración, desarrollo y adquisiciones estratégicas. Este enfoque disciplinado ha permitido a la Compañía expandir su base de producción, fortalecer su portafolio de reservas y recursos, y generar un flujo de efectivo libre sostenible, al tiempo que mantiene la disciplina financiera.

Parex ha mejorado aún más su plataforma de crecimiento a largo plazo a través de transacciones estratégicas, incluyendo la adquisición de los activos de exploración y producción de Frontera en Colombia y la expansión de su asociación con Ecopetrol a través de acuerdos de participación en las cuencas del Piedemonte Llanero, Putumayo y Magdalena.

3. Activos base sólidos con un potencial de exploración significativo

Parex posee aproximadamente 7,1 millones de acres netos en las cuencas de los Llanos, Magdalena y Putumayo en Colombia. Su portafolio comprende activos en producción de alta calidad y bajo declive, respaldados por técnicas de desarrollo probadas, que incluyen perforación horizontal, inyección de agua e inyección de polímeros, las cuales favorecen una producción estable, eficiencia de capital y una sólida generación de flujo de efectivo.

La Compañía ha reemplazado constantemente la producción mediante descubrimientos en campos cercanos, expansiones de campos e iniciativas de recuperación mejorada. Respaldada por una base de recursos original de hidrocarburos in situ de varios miles de millones de barriles, Parex cuenta con un inventario sustancial de oportunidades de desarrollo y exploración que proporciona un potencial de crecimiento de la producción a largo plazo.

4. Una estructura ventajosa de ingresos y costos genera un Netback Premium

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2025, Parex generó Netbacks operativos de aproximadamente $35,52/boe, basados en un precio promedio del Brent de $68,19/bbl, respaldados por una mezcla de producción compuesta en aproximadamente un 97% por líquidos.

La estructura operativa de bajo costo de la Compañía se beneficia de economías de escala, eficiencias operativas continuas, un amplio acceso a oleoductos y una tasa impositiva efectiva favorable. La infraestructura de transporte y exportación establecida en Colombia proporciona un acceso eficiente a los mercados internacionales, donde Parex ha vendido históricamente aproximadamente el 40% de su producción a través de una base diversificada de contrapartes de alta calidad crediticia. Parex ha generado constantemente flujo de efectivo libre, incluso durante periodos en los que los precios del crudo Brent estuvieron por debajo de los $45/bbl, lo que demuestra la resiliencia de su modelo de negocio.

5. Balance general sólido y marco de retorno total

El enfoque de Parex está en optimizar la asignación de capital en todo su portafolio diversificado, proyectando un crecimiento de la producción base del 3-5%, manteniendo un dividendo estable y

destinando el exceso de flujo de fondos libres principalmente a la reducción de la deuda, al tiempo que impulsa oportunidades de exploración de alto impacto con un potencial extraordinario, lo que respalda una atractiva propuesta de retorno total.

Los principios de asignación de capital incluyen:

- Dividendo estable: fundamental para el marco de retorno total; se espera que sea sostenible en diversos entornos de precios de materias primas.

- Solidez y flexibilidad del balance general: mantener un perfil crediticio sólido con un alto nivel de liquidez y un objetivo a mediano plazo de deuda neta sobre EBITDA de ≤0,5x.

- Reinversión: impulsar un modelo de negocio autofinanciado y sostenible a corto y mediano plazo, al tiempo que se avanza estratégicamente en prospectos de exploración transformadores y de alto impacto en el Piedemonte Llanero.

- Exceso de flujo de fondos libre: destinado principalmente a la reducción de deuda.

6. Equipo directivo altamente experimentado con un sólido historial de compromiso con la comunidad

Parex está liderado por un equipo directivo experimentado con más de 150 años de experiencia combinada en la industria y un historial comprobado de creación de valor en Colombia e internacionalmente.

- **Imad Mohsen, Presidente y Director Ejecutivo:** Más de 30 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas. Fue Director Ejecutivo de Tulip Oil Holding B.V. y ocupó cargos de liderazgo durante una carrera de 15 años en Shell.

- **Cameron Grainger, Director Financiero:** Más de 20 años de experiencia en finanzas, estrategia e impuestos. Se unió a Parex en 2011 y ha desempeñado un papel clave en el crecimiento de la Compañía y en su estrategia de asignación de capital.

- **Eric Furlan, Director de Operaciones:** Más de 30 años de experiencia en operaciones de campo, planificación y ejecución de desarrollo de yacimientos y liderazgo ejecutivo. Fue nombrado Director de Operaciones en 2018 y es responsable de supervisar las actividades de perforación, operaciones, producción, reservas y desarrollo de la empresa.

- **Organización Técnica:** Más de 370 ingenieros, geocientíficos y profesionales técnicos radicados en Colombia, con amplia experiencia en la exploración, desarrollo y operación de activos de petróleo y gas colombianos.

7. Sólido desempeño ASG y alianzas comunitarias

Parex integra la gestión ambiental, la inversión comunitaria y una sólida gobernanza en su estrategia de negocio. La Compañía fue incluida en el Anuario de Sostenibilidad 2026 de S&P Global, posicionándose dentro del 15% de las mejores empresas de su industria. Su Junta Directiva es 90% independiente, con un 33% de representación femenina.

Desde 2019 y hasta el 31 de diciembre de 2025 (lo cual excluye el activo de Frontera adquirido el 1 de junio de 2026), Parex ha reducido de manera acumulada la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero de Alcance 1 y 2 en un 41%, al tiempo que ha invertido en proyectos que han beneficiado a más de 120.000 personas en toda Colombia. A través de asociaciones a largo plazo con comunidades y gobiernos locales, la Compañía continúa priorizando las operaciones responsables, el desarrollo sostenible y la creación de valor compartido.

3.2.2 VISIÓN GENERAL DE LA INDUSTRIA

A continuación, se presenta un breve resumen de las condiciones económicas y del mercado energético que se dan en la realización de operaciones de petróleo y gas natural en Colombia. La información relacionada con la industria que figura en esta sección procede de fuentes públicas.

Industria colombiana de petróleo y gas natural:

Colombia ha fomentado la exploración de petróleo crudo y gas desde principios del siglo XX y registró el primer descubrimiento comercial en 1918. A pesar de los periodos de inestabilidad política y social, el país siempre ha permanecido abierto a la inversión privada y el gobierno colombiano ha fomentado constantemente la participación nacional y extranjera en nuevos proyectos de exploración y producción mediante actualizaciones periódicas del marco regulatorio del país y la introducción de Contratos E&P que cumplen con los estándares internacionales.

Entidades responsables de la administración de los recursos de hidrocarburos:

Históricamente, el Estado estuvo representado por Ecopetrol, una empresa creada como entidad estatal en 1951, luego reorganizada como Empresa Industrial y Comercial del Estado en 1959, más tarde como sociedad anónima y finalmente transformada en una Sociedad de Economía Mixta mediante la Ley 1118 de 2006.

Siguiendo el modelo brasileño (entre otros), en 2003, mediante el Decreto 1760 de 2003, se reformó el régimen regulador del petróleo y el gas en Colombia para hacerlo más competitivo. Como consecuencia de la reforma, se constituyó la ANH. Desde 2003, la ANH ha sido la entidad estatal con amplias competencias en la administración de los recursos de hidrocarburos en Colombia. No obstante, Ecopetrol se reservó los derechos de exploración y producción sobre las áreas que, en el momento de la creación de la ANH, se encontraban bajo su operación directa (áreas de concesión revertidas) o estaban sujetas a Contratos de Asociación existentes o a cualquier otra modalidad vigente a esa fecha.

Modelos contractuales existentes:

Los contratos celebrados por Ecopetrol y los celebrados por la ANH—aunque hayan sido celebrados por entidades estatales—se rigen por el derecho privado y la legislación especial aplicable a cada régimen contractual, sin perjuicio de su caracterización como contratos estatales para ciertos efectos, como la revisión judicial.

1. Contratos de Asociación:

El Decreto 2310 de octubre de 1974 estableció que la exploración y producción de hidrocarburos estaría a cargo de Ecopetrol, salvo los contratos de concesión que continuaban vigentes al momento de dicho Decreto.

Para llevar a cabo dichas actividades, se autorizó a Ecopetrol a celebrar cualquier tipo de acuerdo distinto de las concesiones, incluyendo Contratos de Asociación (similares a los contratos de producción compartida), contratos de producción incremental y contratos de servicios para campos maduros (ej. CNDI - CPR - CRC) aplicables a bloques menores o yacimientos maduros.

El Contrato de Asociación —la modalidad más relevante— es un modelo bajo el cual el riesgo de exploración es asumido en su totalidad por la asociada y, en caso de un descubrimiento, Ecopetrol reembolsa a la asociada los costos incurridos (aproximadamente el 50%) con producción, en especie y sin intereses. En los Contratos de Asociación más recientes, ese porcentaje aumentó al 70% a favor de Ecopetrol (pero las condiciones varían dependiendo del contrato y del campo).

Si la comercialidad del descubrimiento es aceptada por Ecopetrol (exitosa), los costos son reembolsados y el contrato pasa a la etapa de producción (con un plazo promedio de aproximadamente 24 años), y

Ecopetrol y la asociada comparten, en las proporciones acordadas (50%-50% o 70%-30%, dependiendo del contrato), los costos, las inversiones y la producción del yacimiento comercial. Si Ecopetrol decide no participar en el desarrollo del campo, el contratista podría avanzar a la etapa de producción por su cuenta o decidir terminar el Contrato de Asociación.

En este modelo, el operador puede ser una empresa distinta de las partes (Ecopetrol y la Asociada) y opera regularmente bajo un régimen de responsabilidad equivalente a la culpa grave o dolo.

Cualquier cesión de derechos en virtud de los Contratos de Asociación está sujeta a la aprobación previa de Ecopetrol. A la terminación, todos los derechos de la Asociada revertirán a Ecopetrol sin contraprestación.

2. Contratos E&P y Acuerdos de Evaluación Técnica (TEA):

La ANH estableció un nuevo marco contractual para el sector de petróleo y gas, fomentando la participación extranjera en nuevos proyectos de exploración mediante la introducción de Contratos E&P que cumplían con los estándares internacionales y ofreciendo a los participantes del sector las áreas de exploración no desarrolladas y sin licencia del país. La ANH también introdujo Acuerdos de Evaluación Técnica ("**TEA**", por sus siglas en inglés), bajo los cuales se otorgan a las empresas licencias de evaluación a más largo plazo y un derecho de preferencia para evaluar áreas de exploración mediante la propuesta de compromisos de trabajo (incluyendo pozos estratigráficos, pero no de exploración), brindándoles acceso de bajo costo a áreas más grandes para realizar una evaluación preliminar antes de comprometerse con programas de exploración más amplios. Estas dos mejoras contractuales proporcionaron normas claras para los participantes de la industria y redujeron el costo de hacer negocios, lo que dio lugar a un aumento significativo de la actividad de exploración y producción en Colombia y de la competencia entre los participantes de la industria.

A través de regulaciones sucesivas (Acuerdos), la ANH ha definido el marco para la adjudicación de áreas bajo Contratos E&P y acuerdos TEA. Estos instrumentos regulan tanto los derechos de exploración y producción como los mecanismos de control del Estado.

El modelo de exploración y producción (E&P) se considera una "concesión moderna" mediante la cual la ANH otorga al contratista el derecho de explorar y producir hidrocarburos, al tiempo que mantiene mecanismos para supervisar el desempeño de las actividades y las obligaciones mínimas de trabajo de las empresas concesionarias (contratistas).

Los Contratos E&P establecen los derechos económicos de la ANH además de las regalías establecidas en la ley, los cuales incluyen:

- una comisión por el derecho al uso del subsuelo (canon de superficie), calculada sobre la base del número de hectáreas que conforman el área del contrato durante el periodo de exploración y producción;

- ganancias extraordinarias o derechos de participación económica adicionales. La ANH tiene acceso a un derecho de participación económica adicional (o participación en las ganancias extraordinarias) en caso de que el precio del crudo de referencia "West Texas Intermediate" supere el precio base establecido en el contrato (o en el Acuerdo 002 de 2017, para los contratos futuros), el cual varía en función de la calidad del petróleo (sujeto a excepciones específicas), y la producción del área contractual supere un umbral acordado (5 millones de barriles);

- en el caso del gas, la participación en las ganancias extraordinarias se paga cuando la producción de gas alcanza los cinco años y está destinada a la exportación, y el precio de referencia "Henry Hub de la Costa del Golfo de los Estados Unidos" supera el precio base previsto en el Contrato E&P. De conformidad con el Acuerdo 002 de 2017, la participación en las ganancias extraordinarias por la producción de gas se aplica en los casos en que

la producción de gas alcance los cinco años desde la declaración de comercialidad, y en el evento en que el precio promedio de venta del mes calendario correspondiente supere el precio base establecido en el Acuerdo 002 de 2017;

- una participación porcentual adicional en la producción después de las regalías, si el contratista la ofreció en el proceso de selección en virtud del cual se adjudicó el Contrato E&P; y

- un pago por transferencia de tecnología y fortalecimiento institucional, que varía en función de la fase del contrato.

Además, tanto en los contratos vigentes como en los modificados, la ANH exige el pago de una inversión social obligatoria (PBC) del 1%, calculada sobre la inversión mínima total en exploración asumida por el contratista.

Las cesiones de participación en virtud de un Contrato E&P están sujetas al cumplimiento por parte del cesionario de los criterios de calificación de la ronda de licitaciones a la que pertenezca el bloque y, de ser el caso, a la autorización previa de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) cuando la transacción cumpla con los umbrales de integración al mercado definidos en la Ley 1340 de 2009.

Al igual que en algunos Contratos de Asociación, a la terminación de un Contrato E&P, el contratista debe cumplir con todas las obligaciones de abandono, y todos los activos y derechos revertirán a la ANH sin compensación alguna.

Regalías

Los pagos de regalías varían en función de la calidad del petróleo y el índice de producción y se aplican por zonas de producción o, en algunos casos, por bloques. Desde 2002, como resultado de la promulgación de la Ley 756 de 2002, la tasa de regalías se fijó a una escala móvil en función del volumen producido. Para el petróleo ligero/medio, la tasa de regalías establecida es la que se presenta en la tabla siguiente:

Producción del Campo	**Tasa de**
0-5.000	8%
5.001-125.000	8%-20%
125.001-400.000	20%
400.001-600.000	20%-25%

**Para los nuevos descubrimientos de petróleo pesado, clasificados como aquellos con un API igual o inferior a 15º, las regalías serán el 75% de las tasas de regalías para petróleos ligeros y medios presentadas anteriormente. Para la producción de gas natural, la regalía será el 80% de las tasas de regalías para petróleos ligeros y medios presentadas anteriormente.*

Todos los Contratos E&P de la Compañía están sujetos a esta regalía a escala móvil. Ciertos tipos de contratos antiguos—como los Contratos de Asociación y los Convenios en los que la Compañía tiene una participación—operan bajo términos de regalía diferentes y no están necesariamente sujetos a esta regalía a escala móvil.

Participación por precios altos

Una regalía de participación por precios altos se aplica a ciertos Contratos E&P de la ANH de la Compañía, en virtud de los cuales la ANH tiene un derecho económico adicional, que se activa cuando la producción acumulada supera los 5 MMbbls de petróleo (el "**Umbral de Producción**"), y el precio de referencia promedio mensual del WTI (P) supera el precio base (Po) determinado por la ANH. En el caso del gas natural, la participación por precios altos se activa a partir del quinto año después de la declaración de comercialidad del yacimiento de gas, cuando el precio de referencia aplicable (ya sea el marcador Henry

Hub de la Costa del Golfo de EE. UU. o el precio de venta promedio mensual del gas producido, según se especifique en cada contrato) supera el precio base aplicable (Po) para el gas.

La participación por precios altos se calcula aplicando un porcentaje creciente (S) al monto en el que el precio de referencia promedio mensual del WTI (P) (o el precio de referencia aplicable para el gas) supera un precio base (Po), dividido por P. El precio base (Po) es determinado por la ANH y se ajusta periódicamente, según la calidad del crudo (gravedad API) para el petróleo y en USD/MMbtu para el gas.

Calidad	**Precio Base (Po) Precios**
Menos de 10º API	Cero
10º a 15º API	$71,83/bbl
15º a 22º API	$50,29/bbl
22º a 29º API	$48,48/bbl
Más de 29º API	$46,67/bbl

Precio de Referencia Promedio	**Porcentaje de Participación (S)**
Po ≤ P < 2Po	30%
2Po ≤ P < 3Po	35%
3Po ≤ P < 4Po	40%
4Po ≤ P < 5Po	45%
5Po ≤ P	50%

La producción de petróleo crudo con una calidad superior a 15º e inferior a 22º API y un precio del petróleo WTI de $80/bbl da como resultado una cuota de producción equivalente a una regalía incremental del 14%, lo que eleva la regalía total del gobierno a aproximadamente el 22% para un área de producción con una producción inferior a 5.000 bbl/d, excluyendo el posible factor X. Los precios umbral se ajustan anualmente y la cuota por precios altos se calcula después de las regalías base y del factor X, si corresponde.

Varios de los Contratos E&P y Contratos de Asociación de la Compañía están sujetos a una regalía de participación por precios altos diferente que se activa bajo los mismos umbrales de producción y precio descritos anteriormente para los hidrocarburos líquidos. En el caso del gas natural, el umbral se alcanza cinco años después del inicio de la explotación de un yacimiento comercial de gas, cuando el precio promedio mensual del Henry Hub de la Costa del Golfo de EE. UU. supera el precio base aplicable. En lugar de aplicar los porcentajes de participación crecientes que se indican arriba, estos contratos utilizan un porcentaje de participación fijo del 30% y calculan la regalía utilizando una metodología de “Factor A” que tiene en cuenta el valor de los hidrocarburos en el punto de entrega. Por lo general, el valor de los hidrocarburos en el punto de entrega, en el caso de los hidrocarburos líquidos, se determina tomando como referencia una canasta de hasta tres crudos de calidad similar, propuesta por el contratista en el plan de explotación y acordada con la ANH, que se ajusta al punto de entrega mediante un margen previamente acordado. En el caso del gas natural, corresponde al precio de venta mensual real (USD/MMbtu), neto de costos de transporte y procesamiento. A partir de estos valores se calcula el Factor A, que se aplica para determinar la regalía de participación por precios altos que se debe pagar en virtud del contrato correspondiente.

Factor X

El factor X, un porcentaje adicional de regalías, es uno de los criterios de licitación de los nuevos Contratos E&P, y el factor X mínimo es del 1%.

Resumen de términos fiscales de los Contratos E&P, convenios de la Compañía y Joint Ventures

Cada Contrato E&P/Convenio con la ANH tiene una regalía a escala móvil del 8% al 25% basada en el nivel promedio de producción mensual de un campo, más potencialmente dos pagos adicionales que varían según el contrato, un pago de participación por precios altos y un factor X. La siguiente tabla resume la regalía base, los factores de participación por precios altos y los factores X aplicables a los Contratos E&P, Convenios y Contratos de Asociación de la Compañía.

Contratos E&P, Convenios y Contratos de Asociación[1]

Bloques	Regalía Base	Factor X	Base de Participación por Precios Altos
CPE-2-2, CPO-4-1, CPO-10, CPO-11-2, Farallones, LLA-4-1, LLA-16-1, LLA-38, LLA-40, LLA-43-1, LLA-74, LLA-81, LLA-95, LLA-111, LLA-112, LLA-113, LLA-121, LLA-122, VIM-10-2, VIM-43, VMM-4-2, VMM-46, VSM-13-2, VSM-14-1, VSM-25, VSM-36, VSM-37, VIM-46, LLA-99	8%	1%	Umbral de Producción: Todo el bloque Fórmula: Factor creciente
LLA-26, LLA-30, LLA-32, LLA-34	8%	1%	Umbral de Producción: Por área de explotación Fórmula: Escala creciente
Cabrestero, Los Ocarros	8%	Ninguno	Umbral de Producción: Por área de explotación Fórmula: Escala creciente
VIM-1	8%	17% (convencional) y 1% (no convencional)	Petróleo: Umbral de Producción: Todo el bloque Fórmula: Escala creciente Gas: Umbral: Todo el bloque + 5 años tras el inicio de la explotación Fórmula: Escala creciente
Aguas Blancas[3], Boranda[3], Capachos[3], Fortuna[2], Mundo Nuevo[2]	8%	Ninguno	Ninguno
Área Sur, Nororiente, Occidente, Orito, Sirirí, Casabe y Llanito[3]	20% base + 8% incremental	Ninguno	Umbral de Producción: Nuevos descubrimientos Fórmula: escala creciente
Arauca[3]	32% base + 8% incremental	Ninguno	Ninguno
Piedemonte[3]	32% base + 8% incremental	1% (Área Extendida)	Umbral de Producción: Área Extendida Fórmula: Escala creciente
CPE-6	8%	2%	Umbral de Producción: Todo el bloque Fórmula: Escala creciente
Arrendajo, Cachicamo, Canaguaro, Casimena, Corcel, Cravo Viejo, Cubiro, Guatiquía, Sabanero, Quifa	8%	Ninguno	Umbral de Producción: Por área de explotación Fórmula: Factor A
El Difícil[3]	8%	Ninguno	Ninguno

(1) Quedan excluidos los contratos a los que se renuncia o que se rescinden.

(2) Contrato de Asociación. Factor R (regalía adicional) aplicable según el Contrato de Asociación con Ecopetrol si la producción bruta acumulada supera los 60 MMbbls.

(3) Convenios.

Geología e infraestructura

Junto con Venezuela y partes de Ecuador, Colombia comparte la roca madre de petróleo crudo La Luna, una roca madre marina del Cretácico de clase mundial que ha generado la mayor parte de las reservas de crudo del norte de Sudamérica.

Según la ANH, Colombia cuenta con 23 cuencas sedimentarias, distribuidas tanto en tierra como en el mar. Las principales cuencas productoras del país son los Llanos, el Magdalena Medio y el Magdalena Superior, que son cuencas maduras, con infraestructuras consolidadas y características favorables en términos de yacimientos.

La cuenca de los Llanos, un extenso sistema de antepaís situado al este alberga secuencias clásticas gruesas del Cretácico-Terciario con estructuras simples, yacimientos de alta calidad y un rendimiento predecible, lo que la convierte en la columna vertebral del crecimiento de la producción en Colombia. La cuenca del Magdalena Medio, que forma parte del cinturón andino de pliegues y cabalgamientos, combina rocas madre probadas, como La Luna y Simití, con yacimientos apilados y fallados que siguen atrayendo inversiones tanto en oportunidades convencionales como no convencionales. La cuenca del Magdalena Superior ofrece una producción madura y una infraestructura bien establecida, así como áreas de interés estratigráfico y estructural que están poco exploradas y presentan un atractivo potencial en el área circundante.

Regulación ambiental

El marco regulatorio ambiental de Colombia que rige la industria de petróleo y gas natural se basa en dos componentes principales: la planificación ambiental y el cumplimiento regulatorio.

Planificación:

La ANLA exige la presentación de Estudios de Impacto Ambiental ("**EIA**") y Planes de Manejo Ambiental ("**PMA**") como principales herramientas de planificación para todos los nuevos proyectos, garantizando que las variables ambientales y sociales locales y específicas del proyecto se incorporen a su planificación. Tras la aprobación de la EIA, la ANLA concede una licencia ambiental. La licencia ambiental aborda y autoriza el uso de recursos naturales, aprueba la construcción de carreteras y sitios, líneas de flujo, instalaciones de carga y, en general, cualquier actividad relacionada con la exploración, incluyendo las pruebas de producción, y puede imponer condiciones, obligaciones y restricciones específicas sobre el diseño, la ejecución, el seguimiento y el cierre del proyecto. Si los trabajos de exploración dan lugar a un descubrimiento comercial y el área de explotación coincide con el área para la cual se había concedido previamente la licencia de exploración, la licencia ambiental se modificará mediante un anexo a la EIA para incluir el desarrollo de un campo de producción permanente de petróleo y gas natural, así como la perforación de desarrollo. El proceso es similar al de la fase de exploración.

El diseño y la construcción de una tubería de campo (definida como aquella con un diámetro superior a seis pulgadas) están sujetos a un proceso de licenciamiento ambiental de dos partes. En primer lugar, se lleva a cabo una evaluación de opciones ambientales, en la que la compañía y la autoridad ambiental analizan las alternativas para acordar un diseño y trazado de la tubería que sea más respetuoso con el medio ambiente. Una vez que la ANLA selecciona la alternativa más adecuada desde el punto de vista ambiental para la tubería de campo, la compañía puede solicitar la licencia ambiental de la tubería, previa presentación de un EIA y un PMA exhaustivos.

Una vez obtenida la licencia ambiental para un campo en producción, y siempre que dicha licencia autorice las siguientes actividades, se podrán añadir perforaciones de desarrollo, líneas de flujo, estaciones de bombeo y otra infraestructura de producción mediante el desarrollo de PMAs específicos para el proyecto, que incluyan obligaciones de monitoreo, presentación de informes, compensación, restauración y cierre, cuyo incumplimiento puede dar lugar a medidas administrativas o judiciales, tales como multas, restricciones operativas o la suspensión de actividades, entre otras.

Cumplimiento

En Colombia, las regulaciones relativas a las normas de cumplimiento incluyen estándares específicos sobre la calidad del agua y del aire, el tratamiento y la eliminación de aguas residuales y residuos sólidos, el control de emisiones atmosféricas y la higiene industrial. Además, la licencia ambiental suele incluir obligaciones que el operador debe cumplir.

Condiciones de mercado de transporte, almacenamiento y refinación

Colombia cuenta con un sistema de transporte y almacenamiento de petróleo (*midstream*) bien desarrollado, con una red combinada de oleoductos para crudo y productos refinados de más de 9.000 kilómetros (5.590 millas), controlada en gran medida por Ecopetrol a través de su subsidiaria, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. La red tiene como objetivo transportar crudo desde las cuencas de los Llanos y el Magdalena a través de un centro de distribución en la estación de bombeo de Vasconia (Boyacá, interior) hasta la terminal de exportación del Caribe en Coveñas (Sucre), con un almacenamiento significativo a lo largo de la costa. Las líneas clave incluyen: la línea Ocensa, de 837 kilómetros (520 millas), desde Cusiana-Cupiagua (Casanare, Llanos) hasta Coveñas, con una capacidad aproximada de 745.000 bbl/d; la línea Caño Limón-Coveñas, de unos 780 kilómetros (484 millas), que transporta hasta 220.000 bbl/d desde el campo Caño Limón (Arauca, cerca de la frontera con Venezuela) hasta Coveñas; y el Oleoducto Transandino, de unos 306 kilómetros (190 millas), desde Orito (Putumayo, cerca de Ecuador) hasta el puerto de Tumaco (Nariño) en el Pacífico. La línea Bicentenario va desde Araguaney (Casanare, Llanos) hasta Banadía (Arauca), donde conecta con Caño Limón-Coveñas; su capacidad es de aproximadamente 120.000 bbls/d, y se ha utilizado de manera bidireccional como ruta de contingencia para llegar a Coveñas durante las interrupciones de Caño Limón-Coveñas, aunque a un costo más elevado para los transportistas. Otras arterias de este sistema son el Oleoducto de Colombia, que va de Vasconia a Coveñas, y la línea Alto Magdalena, que conecta el Valle del Alto Magdalena con Vasconia, lo que refuerza el papel de la red como conducto de petróleo crudo hacia el Caribe.

Los corredores de oleoductos de Colombia, en particular Caño Limón-Coveñas y, en ocasiones, Bicentenario, han sido blanco frecuente de sabotajes, lo que ha afectado periódicamente los flujos y ha obligado a realizar desvíos a través de las contingencias disponibles. Si bien los oleoductos constituyen la columna vertebral de las exportaciones, el transporte por camión y barcaza se utiliza como opción de evacuación complementaria cuando existen restricciones o alteraciones en las líneas principales.

El transporte del gas natural de Colombia está organizado dentro del marco nacional de transporte de libre acceso conocido como Sistema Nacional de Transporte (SNT), regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia a través de su Reglamento Único de Transporte (RUT). El sistema cuenta con cerca de 5.000 kilómetros (3.100 millas) de gasoductos de transporte. TGI (Grupo Energía de Bogotá) es el mayor operador de gasoductos, con aproximadamente 4.000 kilómetros de líneas de transporte, mientras que Promigas opera extensos sistemas de gasoductos principalmente a lo largo de la costa caribeña. Los principales corredores transportan gas desde las regiones productoras de La Guajira, Bajo Magdalena y Los Llanos hacia los centros de demanda del interior: la línea Ballena-Barrancabermeja (aproximadamente 260 MMpc/d) transporta gas producido costa afuera y continental desde el Caribe hacia el interior; el sistema Barrancabermeja-Neiva-Bogotá (aproximadamente 436 MMpc/d) abastece a los mercados centrales; y el gasoducto Mariquita-Cali (aproximadamente 168 MMpc/d) abastece al suroeste.

Actualmente, Colombia cuenta con cuatro refinerías, todas propiedad de Ecopetrol: las grandes refinerías de combustible de Barrancabermeja (Santander) y Cartagena/Reficar (Bolívar), y las unidades más pequeñas de Apiay (Meta) y Orito (Putumayo); la capacidad total de procesamiento de petróleo crudo es de aproximadamente 380.000 a 420.000 bbl/d, y Barrancabermeja y Cartagena representan prácticamente toda la producción nacional de combustible; además, la reciente modernización de Cartagena permite el procesamiento de crudos más pesados y ácidos.

3.2.3 PRINCIPALES PROPIEDADES Y CONTRATOS

A continuación se presenta un resumen de las principales propiedades, operaciones de oleoductos y áreas de exploración de la Compañía, así como de los contratos relacionados al 30 de junio de 2026.

Propiedades en producción

1. Bloque LLA-34 (55% de participación operativa)

El bloque LLA-34 está ubicado en la cuenca de los Llanos del Sur de Colombia y se rige por un Contrato E&P con áreas productivas que expira entre mayo de 2039 y mayo de 2045, sujeto a la extensión con la aprobación de la ANH**.** Parex Resources (Colombia) AG posee una participación no operada del 55%, mientras que GeoPark Limited posee el 45% restante y asume la calidad de operador. LLA-34 incluye los campos petroleros en producción Tigana, Jacana, Tigui y Tua, y se caracteriza por yacimientos convencionales de petróleo ligero a mediano de la cuenca de los Llanos.

En 2023, Parex continuó delimitando y desarrollando los yacimientos de Tigana y Jacana, participando en la perforación de 32 pozos, lo que resultó en 17 pozos petroleros en producción, 6 pozos de inyección de inundación de agua, 3 pozos abandonados y 6 pozos suspendidos. La producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-34 en 2023 fue de 29.827 bbl/d netos (que consisten en 238 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 29.589 bbl/d de petróleo crudo pesado) o 54.231 boe/d brutos (que consisten en 433 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 53.798 bbl/d de petróleo crudo pesado).

En 2024, Parex continuó delimitando y desarrollando los yacimientos de Tigana y Jacana, participando en la perforación de 16 pozos, lo que resultó en 11 pozos petroleros en producción y 6 pozos de inyección de inundación de agua. La producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-34 en 2024 fue de 26.466 bbl/d netos (que consisten en 167 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 26.299 bbl/d de petróleo crudo pesado) o 48.120 boe/d brutos (que consisten en 303 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 47.817 bbl/d de petróleo crudo pesado).

En 2025, Parex continuó delimitando y desarrollando los yacimientos de Tigui, participando en la perforación de 7 pozos, lo que resultó en 5 pozos petroleros en producción y 2 pozos suspendidos. La producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-34 en 2025 fue de 21.033 bbl/d netos (que consisten en 93 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 20.940 bbl/d de petróleo crudo pesado) o 38.242 boe/d brutos (que consisten en 169 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 38.073 bbl/d de petróleo crudo pesado).

2. Bloque Quifa (60% de participación operativa)

El bloque Quifa, ubicado en la Cuenca de los Llanos, se rige por el Contrato de Asociación Quifa, que vence en diciembre de 2031, conforme al cual Sabana Colombia (ahora propiedad de Parex) actúa como operador del bloque y posee una participación operativa del 60%, mientras que Ecopetrol posee una participación operativa del 40%. Los costos de capital y los gastos operativos son asumidos en un 70% por Sabana Colombia y en un 30% por Ecopetrol.

En relación con la Condición Quifa del Acuerdo de Adquisición, Parex está buscando actualmente la extensión del Contrato de Asociación Quifa. Véase la sección 5.7.1 – *Riesgos Relacionados con la Adquisición de Frontera – Ajuste del Precio de Compra en Caso de que se Cumpla la Condición Quifa.*

Dentro del bloque Quifa, Sabana Colombia ha desarrollado tres campos comerciales: Quifa SW (con 275 pozos en producción), Cajua (con 39 pozos en producción) y Jaspe (con ocho pozos perforados, tres de ellos inactivos y los otros cinco abandonados). Se declaró la comercialidad del campo Quifa SW en 2010, del campo Cajua en 2012 y del campo Jaspe en 2020. A finales de 2022, Sabana Colombia aumentó la capacidad de su infraestructura de gestión de agua mediante la puesta en funcionamiento de la instalación de procesamiento central Batería 4 y una ampliación de la capacidad de bombeo en el *Centro de Manejo de Agua*, añadiendo una capacidad combinada de manejo de agua de 150.000 bwpd y elevando la capacidad total a aproximadamente 1,55 millones de bwpd.

3. Bloque CPE-6 (100% de participación operativa)

Sabana Colombia posee una participación operativa del 100% en el bloque CPE-6, ubicado en la cuenca de los Llanos. El Contrato E&P del bloque CPE-6 establece un periodo de producción de 24 años. Las áreas de producción actuales tienen previsto vencer entre enero de 2042 y abril de 2047 y podrán ser prorrogadas, sujeto a la aprobación de la ANH.

De conformidad con un acuerdo de cesión (farmout) con fecha del 17 de diciembre de 2015, Repsol Servicios Colombia S.A. tiene derecho a lo siguiente, hasta un monto máximo de $48 millones: (i) un pago mensual variable igual al 4%, multiplicado por la producción total neta mensual y multiplicado por el precio aplicable por barril; y (ii) $5 millones pagaderos una vez que la producción bruta total acumulada alcance los 5 millones, 10 millones y 20 millones de boe, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2025, Sabana Colombia había pagado un total de $33,6 millones como parte de este acuerdo.

El bloque CPE-6 entró en fase de producción el 26 de abril de 2023, tras la finalización del programa de evaluación de Hamaca Norte. En noviembre de 2024, Sabana Colombia aumentó la capacidad de gestión de agua en el bloque CPE-6 a 360.000 bwpd. Como resultado, Sabana Colombia alcanzó una tasa de producción diaria récord de aproximadamente 9.000 bwpd en diciembre de 2024.

Actualmente hay 84 pozos en producción de crudo pesado en el bloque CPE-6. La producción se transporta por camión y barcaza a la terminal de Puerto Bahía, ubicada en la bahía de Cartagena.

4. Bloque Cabrestero (100% de participación operativa)

El bloque Cabrestero está ubicado en la cuenca de los Llanos del Sur, es productor de petróleo crudo pesado y se rige por un Contrato E&P, cuya área de producción vence en octubre de 2039, sujeto a prórroga con la aprobación de la ANH, y su titularidad corresponde a Parex Resources (Colombia) AG en su calidad de operador.

En 2023, Parex perforó 19 pozos en Cabrestero. Todos los pozos perforados fueron pozos petroleros en producción o pozos de inyección de agua para permitir un esquema de mantenimiento de presión por inundación de agua en el campo. La producción neta promedio de petróleo de Cabrestero en 2023 fue de 13.107 bbl/d netos (13.107 bbl/d brutos), que consistió totalmente en petróleo crudo pesado.

En 2024, Parex completó su piloto de inyección de polímeros en Cabrestero, avanzando en iniciativas de recuperación mejorada de petróleo, y completó instalaciones y reparaciones en varios pozos. La producción neta promedio de petróleo de Cabrestero en 2024 fue de 12.912 bbl/d netos (12.912 bbl/d brutos), que consistió totalmente en petróleo crudo pesado.

En 2025, Parex continuó su programa de inyección de polímeros, perforó 1 pozo seco y completó instalaciones y reparaciones en varios pozos en Cabrestero. La producción neta promedio de petróleo de Cabrestero en 2025 fue de 8.023 bbl/d netos (8.023 bbl/d brutos), consistiendo totalmente en petróleo crudo pesado.

5. *Bloque LLA-32 (100% de participación operativa)*

El bloque LLA-32, ubicado en la cuenca de los Llanos del Sur, se rige por un Contrato E&P, cuyas áreas de producción vencen entre junio de 2040 y agosto de 2045, sujeto a prórroga con la aprobación de la ANH, y en el cual Verano Energy (Switzerland) AG posee una participación operativa del 100% y actúa en calidad de operador. LLA-32 incluye los campos Azogue, Calona, Carmentea y Kananaskis.

En 2023, la producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-32 fue de 1.108 bbl/d netos (consistiendo en 915 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 1.163 Mcf/d de gas natural convencional) o 1.401 boe/d brutos (consistiendo en 1.179 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 1.329 Mcf/d de gas natural convencional).

En 2024, la producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-32 fue de 1.600 bbl/d netos (consistiendo en 1.254 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 2.079 Mcf/d de gas natural convencional) o 2.026 boe/d brutos (consistiendo en 1.630 bbl/d de petróleo crudo ligero y petróleo crudo mediano y 2.376 Mcf/d de gas natural convencional).

El 14 de marzo de 2025, Verano Energy (Switzerland) AG adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32, lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque LLA-32 para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones. Una participación operativa del 10% de Verano Energy (Switzerland) AG en LLA-32 está sujeta a una sobre-regalía (*overriding royalty interest*) del 4%.

En 2025, Verano Energy (Switzerland) AG perforó 8 pozos, lo que resultó en 6 pozos productores de petróleo, 1 pozo de eliminación y 1 pozo seco. La producción neta promedio de petróleo del bloque LLA-32 en 2025 fue de 5.643 bbl/d netos (que consisten en 5.166 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 2.864 Mcf/d de gas natural convencional) o 5.643 boe/d brutos (que consisten en 5.166 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 2.864 Mcf/d de gas natural convencional).

6. Bloque Guatiquía (100% de participación operativa)

Sabana Colombia posee una participación operativa del 100% en el bloque Guatiquía, ubicado en la cuenca de los Llanos. El Contrato E&P de Guatiquía prevé un periodo de exploración inicial de cinco años y nueve meses, prorrogable por hasta cuatro años, y un periodo de producción de 24 años, con áreas de producción que vencen entre 2036 y 2042. El bloque Guatiquía incluye el campo Ceibo (que comprende los antiguos campos Ceibo, Avispa, Ardilla y Alligator), así como los campos Yatay y Coralillo. En el bloque Guatiquía hay actualmente 31 pozos en producción de crudo medio. La producción se transporta principalmente a las instalaciones del bloque Corcel a través de oleoductos y luego a estaciones de descarga para su entrega al sistema nacional de oleoductos.

7. *Bloque VIM-1 (100% de participación operativa)*

Tras la Adquisición de Frontera, el bloque VIM-1 corresponde a un Contrato E&P operado, con un 100% de participación operativa, cuya titularidad corresponde a Parex Resources (Colombia) AG (operador) y Sabana Colombia. El Contrato E&P de VIM-1 establece actualmente un periodo de exploración de seis años y un periodo de producción de 24 años que vence en septiembre de 2044. Está ubicado en la cuenca del Bajo Magdalena e incluye el descubrimiento de petróleo y gas La Belleza.

En 2023, Parex completó los trabajos en las instalaciones de gas durante el año. La producción promedio de petróleo del bloque VIM-1 en 2023 fue de 1.730 boe/d netos (que consisten en 1.534 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 1.173 Mcf/d de gas natural convencional) o 3.460 boe/d brutos (que consisten en 3.069 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 2.346 Mcf/d de gas natural convencional).

En 2024, Parex completó los trabajos en las instalaciones de gas y las obras civiles relacionadas con el pozo de exploración Hidra-1. La producción promedio de petróleo del bloque VIM-1 en 2024 fue de 1.810 boe/d netos (que consisten en 1.751 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 355 Mcf/d de gas natural convencional) o 3.621 boe/d brutos (que consisten en 3.503 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 710 Mcf/d de gas natural convencional).

En 2025, Parex perforó el pozo de exploración Guapo-1, el cual resultó seco y fue abandonado tras las operaciones de registro, ya que se determinó que la producción de hidrocarburos no era comercial, tal como lo anunció la Compañía el 12 de enero de 2026. La producción promedio de petróleo del bloque VIM-1 en 2025 fue de 2.058 boe/d netos (que consisten en 1.780 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 1.669 Mcf/d de gas natural convencional) o 4.116 boe/d brutos (que consisten en 3.560 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 3.338 Mcf/d de gas natural convencional).

8. LLA-111 (100% de participación operativa)

LLA-111 es un Contrato E&P operado, con un 100% de participación operativa, cuya titularidad corresponde a Parex Resources (Colombia) AG. Está ubicado en la cuenca de los Llanos y fue adjudicado a Parex a través del proceso de licitación competitiva Ronda Colombia 2021. El Contrato E&P se firmó el 18 de enero de 2022, y el bloque se encuentra actualmente en la Fase 2 del periodo de exploración, que expira el 26 de agosto de 2028.

En 2026, Parex inició un programa de exploración de 10 pozos en LLA-111, utilizando una plataforma de perforación adecuada para el propósito con un diseño de pozo simplificado. El programa se centra inicialmente en prospectos “cerca de carretera” con acceso de bajo costo.

9. *Bloque Capachos (50% de participación operativa)*

Capachos es un bloque operado, con un 50% de participación operativa, en el Departamento de Arauca, que Parex Resources (Colombia) AG mantiene en virtud de un acuerdo de cesión (*farmout*) con Ecopetrol, entidad que ostenta la titularidad del bloque de conformidad con un Convenio. El 7 de noviembre de 2023, Parex suscribió una modificación al acuerdo de cesión (*farmout*) de Capachos con el fin de extender el plazo del acuerdo hasta 2046, sujeto al cumplimiento de las actividades de financiamiento (*carry*) definidas en el acuerdo.

En 2023, Parex completó la conexión de los pozos Capachos-3 y Capachos Sur-4. La producción neta promedio de petróleo de Capachos en 2023 fue de 3.310 boe/d netos (que consisten en 3.041 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 1.610 Mcf/d de gas natural convencional) o 6.619 boe/d brutos (que consisten en 6.083 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 3.219 Mcf/d de gas natural convencional).

En 2024, Parex completó la perforación del pozo Andina Norte-2 e inició la perforación del pozo Andina Este-1. La producción neta promedio de petróleo de Capachos en 2024 fue de 3.741 boe/d netos (que consisten en 3.456 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 1.711 Mcf/d de gas natural convencional) o 7.482 boe/d brutos (que consisten en 6.912 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 3.422 Mcf/d de gas natural convencional).

En 2025, Parex completó la perforación del pozo petrolero en producción Andina 4, el pozo Andina Este-1 en fase de pruebas e inició la perforación del pozo horizontal Andina-3. La producción neta promedio de petróleo de Capachos en 2025 fue de 3.730 boe/d netos (que consisten en 3.439 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 1.745 Mcf/d de gas natural convencional) o 7.460 boe/d brutos (que consisten en 6.878 bbl/d de petróleo crudo ligero y mediano y 3.490 Mcf/d de gas natural convencional).

10. Bloque LLA-74 (100% de participación operativa)

El bloque LLA-74 corresponde a un Contrato E&P operado, con un 100% de participación operativa, cuya titularidad corresponde a Parex Resources (Colombia) AG. Está ubicado en la cuenca de los Llanos e incluye los campos Barnett y Yagarundi, que se encuentran en la fase de evaluación con vencimiento entre diciembre de 2026 y enero de 2027, y el campo Namero, que está en producción, con un área de producción que vence en marzo de 2050, sujeto a prórroga con la aprobación de la ANH.

En 2025, Parex completó la perforación de 6 pozos de exploración durante el año, lo que resultó en 5 pozos productores de petróleo y un pozo seco, con los que se logró una producción comercial y se registraron reservas. La producción promedio de petróleo del bloque LLA-74 en 2025 fue de 2.224 bbl/d de crudo pesado.

11. *Casabe y Llanito (50% de participación operativa)*

Casabe y Llanito son campos con una participación del 50% en poder de Parex Resources (Colombia) AG en virtud de un BCA con Ecopetrol. Los campos están ubicados en el bloque Magdalena Medio, a aproximadamente 10 km de la refinería de Barrancabermeja. Campo Casabe consta de tres campos (Casabe, Casabe Sur y Peñas Blancas), que comenzaron a producir en 1946 y han sido desarrollados con más de 1.790 pozos. Campo Llanito consta de cuatro campos unificados (Llanito, Galán, Gala y Cardales).

El 4 de mayo de 2026, Parex suscribió el BCA con Ecopetrol, comprometiéndose a un programa de capital bruto de US$250 millones (US$125 millones en capital de financiación o *carry*) durante cinco años, a cambio de una participación del 50% en la producción base e incremental existente de cada campo desde la fecha de inicio de las actividades de inversión. La participación de Parex en la producción base comenzará con la perforación del primer pozo en cada campo. Parex actúa como ejecutor en todas las futuras actividades de perforación y de capital, mientras que Ecopetrol sigue siendo el operador de la producción actual y futura. Los planes de desarrollo priorizarán la perforación de relleno, la optimización de la inyección de agua y las iniciativas de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés). En conjunto, los bloques producen actualmente aproximadamente 14.900 bbl/d de crudo mediano (brutos).

12. *Bloque Cubiro (100% de participación operativa)*

Sabana Colombia posee una participación operativa del 100% en el bloque Cubiro, ubicado en la cuenca de los Llanos. El Contrato E&P de Cubiro tiene un periodo de producción de 24 años, con áreas de producción que vencen entre 2032 y 2038. Cubiro incluye los campos Careto, Arauca, Barranquero (que incluye los campos Cernícalo y Tijereto Sur), Copa, Copa A, Copa B, Copa C, Copa D, Petirrojo, Petirrojo Sur y Yopo.

Sabana Colombia impugnó la decisión de la ANH de 2021 de unificar los campos Copa, Copa A, Copa B y Copa C mediante procedimientos de anulación y arbitraje. En marzo de 2025, el tribunal arbitral dictó un laudo en el que reconoció los derechos contractuales de Sabana Colombia. Posteriormente, ambas partes presentaron acciones de anulación y el asunto permanece pendiente de resolución definitiva.

Sabana Colombia ha otorgado una regalía privada del 3% a Jache S.A.S., calculada sobre el valor de venta de los hidrocarburos producidos en el bloque. Dentro de Cubiro hay 23 pozos en producción de crudo ligero. La producción se transporta principalmente por camión a estaciones de descarga para su entrega al sistema nacional de oleoductos.

Operaciones de oleoductos

La Compañía cuenta con un equipo especializado en transporte y comercialización, responsable del transporte, mezcla, almacenamiento y exportación de su producción de petróleo y gas, así como de las ventas asociadas. La estrategia de transporte y comercialización de la Compañía consiste en optimizar el precio y los costos asociados a la venta del petróleo y el gas producidos, lo que incluye el desarrollo de mezclas de petróleo para satisfacer la demanda del mercado y la optimización de las oportunidades de almacenamiento. La Compañía utiliza principalmente el sistema nacional de oleoductos de Colombia, que está bien desarrollado y comprende más de 9.000 kilómetros de poliductos y oleoductos de crudo.

Los principales oleoductos utilizados por Parex Resources (Colombia) AG y Verano Energy (Switzerland) AG incluyen el oleoducto Ocensa (de aproximadamente 837 kilómetros con una capacidad de 745.000 bbl/d), que transporta crudo desde la cuenca de los Llanos hasta la terminal de exportación de Coveñas en la costa Caribe, y el Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL), que conecta la producción del sur de la cuenca de los Llanos del Sur con el sistema Ocensa. El bloque LLA-34 se conecta al ODL a través del Oleoducto del Casanare (ODCA), un oleoducto de 42 kilómetros que va desde las estaciones Jacana y Tigana en LLA-34 hasta la estación Jagüey en el ODL. Para determinados bloques sin acceso directo a oleoductos, o en los que la capacidad de los oleoductos es limitada, se utiliza el transporte en camiones para llevar el petróleo crudo a las estaciones de descarga que conectan con el sistema nacional de oleoductos.

Sabana Colombia transporta la producción desde el bloque Quifa mediante líneas de flujo de campo hasta instalaciones de gestión de agua para el procesamiento de fluidos y, posteriormente, al oleoducto ODL, que se conecta con el sistema nacional de oleoductos. Para el bloque CPE-6, la producción se transporta por camión y barcaza a la terminal de Puerto Bahía en la bahía de Cartagena. Además, Sabana Colombia posee participaciones minoritarias en ciertos oleoductos que respaldan sus operaciones. La siguiente tabla resume los principales oleoductos en los que Sabana Colombia tiene participaciones.

Oleoducto	**Producto Transportado**	**Km**	**Capacidad del Oleoducto (bbl/d)**	**Origen**	**Destino**	**Participación**
Oleoducto OAM	Petróleo Crudo	391,4	100.000[(1)]	Tenay	Vasconia	5,45% W.I. en virtud de un contrato de construcción y operación
Oleoducto ODC	Petróleo Crudo	483	36.000[(2)]	Vasconia	Coveñas	1,00% W.I. a través de una participación accionaria en Oleoducto de Colombia S.A.
Oleoducto OGD	Petróleo Crudo	63,7	40.000	Guaduas	La Dorada	100% W.I.

(1) Sabana Colombia tiene derechos de transporte de hasta 5.450 bbl/d y una capacidad adicional de hasta 30.000 bbl/d, sujeta a la capacidad disponible de los otros propietarios.

(2) Sabana Colombia tiene derechos de transporte de hasta 2.000 bbl/d y capacidad adicional sujeta a la capacidad disponible de los otros propietarios.

Oportunidades de exploración

Las actividades de exploración de la Compañía se centran en identificar y promover oportunidades que complementen su base de activos en producción existente, al tiempo que mantiene un enfoque disciplinado en la asignación de capital. Los esfuerzos de exploración incluyen prospectos de campo cercano ubicados cerca de los campos e infraestructura existentes, donde el conocimiento del subsuelo, el acceso y las instalaciones pueden respaldar una evaluación de menor costo y posibles eficiencias de conexión en caso de éxito. Además, la Compañía evalúa oportunidades de exploración seleccionadas de mayor impacto en áreas menos desarrolladas, las cuales, si bien conllevan un mayor riesgo geológico y de ejecución, pueden ofrecer un potencial de recursos material.

En virtud de sus Contratos E&P con la ANH, la Compañía posee derechos de exploración y producción en múltiples bloques continentales en las cuencas de los Llanos y el Magdalena en Colombia. Estos Contratos E&P brindan acceso a una variedad de prospectos de exploración adyacentes a áreas de producción existentes, con oportunidades potenciales de evaluación de campo cercano que aprovechan los datos del subsuelo y la infraestructura existentes. Además, la Compañía ha celebrado una serie de acuerdos con Ecopetrol que amplían su huella de exploración. Estos incluyen múltiples BCA en virtud de los cuales la Compañía puede obtener una participación operativa en varios bloques en la Cuenca del Putumayo y en el Piedemonte Llanero. A través de estos acuerdos con Ecopetrol, el programa de exploración de la Compañía abarca prospectos dirigidos a zonas ricas en líquidos y propensas a gas poco exploradas, incluyendo prospectos definidos como Gibraltar Profundo, Floreña Huron y Farallones, dentro de tendencias geológicas más amplias y contiguas que extienden la infraestructura existente y las posiciones de terreno de los socios.

3.2.4 RELACIONES LABORALES

Al 30 de junio de 2026, fecha de corte de los estados financieros intermedios que sustentan este Prospecto, la Compañía y sus subsidiarias cuentan con 1.100 empleados directos en sus operaciones en Colombia y Canadá. Además, la Compañía cuenta con 21 consultores y 4.672 personas vinculadas a través de terceros en sus operaciones de exploración, desarrollo y producción.

De conformidad con el numeral 2.3.7.2.11 del Capítulo II del Título I de la Parte III de la Circular Básica Jurídica de la SFC, a continuación se presenta la composición de la planta de personal de la Compañía y sus subsidiarias (oficina de Calgary, sucursal Parex Colombia y sucursal Frontera) por tipo de vinculación al 30 de junio de 2026 y su variación frente al 31 de diciembre de 2025:

- Empleados directos con contrato a término indefinido: 1.044 al 30 de junio de 2026, frente a 1.050 al 31 de diciembre de 2025 (variación de -0,57%).

- Empleados con contrato a término fijo o temporales: 56 al 30 de junio de 2026, frente a 60 al 31 de diciembre de 2025 (variación de -6,67%).

- Aprendices: 60 al 30 de junio de 2026, frente a 75 al 31 de diciembre de 2025 (variación de -20,00%). Adicionalmente, la Compañía contaba con 21 consultores (frente a 20; variación de 5,00%) y 4.672 personas vinculadas a través de terceros (frente a 4.086; variación de 14,34%).

- Total de empleados directos (término indefinido y término fijo o temporales): 1.100 al 30 de junio de 2026, frente a 1.110 al 31 de diciembre de 2025 (variación de -0,90%).

La sucursal de Sabana Colombia está sindicalizada. A octubre de 2026, 514 empleados de la Compañía y sus subsidiarias se encontraban sindicalizados, lo que representa aproximadamente el 47% del total de empleados directos al 30 de junio de 2026. Actualmente se encuentran vigentes los siguientes instrumentos colectivos suscritos por Sabana Resources (antes Frontera Energy Colombia Corp): (i) la Convención Colectiva de Trabajo celebrada con UTIPEC, con vigencia comprendida entre el 24 de septiembre de 2025 y el 23 de septiembre de 2031; (ii) el Convenio Único Laboral celebrado con UTIPEC, con vigencia comprendida entre el 24 de septiembre de 2025 y el 23 de septiembre de 2031; y (iii) el Laudo Arbitral proferido en relación con la USO, vigente hasta diciembre de 2026 y sujeto a prórroga cada seis

(6) meses. El resto de la fuerza laboral de la Compañía no está sindicalizada y actualmente no existen otros convenios colectivos de trabajo vigentes. Durante los últimos tres (3) años, las actividades de la Compañía y sus subsidiarias no han sufrido interrupciones totales o parciales originadas en diferencias en las relaciones laborales que involucren a empleados directos. En particular, desde la adquisición de Frontera E&P por parte de la Compañía el 1 de junio de 2026, la sucursal de Sabana Colombia no ha experimentado paros laborales, huelgas ni conflictos laborales materiales.

En cuanto a los turnos de trabajo, la oficina de Calgary tiene un horario central de 8:30 a.m. a 4:00 p.m., dentro de una jornada de ocho horas. La sucursal Parex Colombia labora de lunes a viernes de 8:00 a.m. a 5:00 p.m. (con una hora de almuerzo) y los sábados de 8:00 a.m. a 10:00 a.m., cuando se requiere. La sucursal Frontera maneja diversos turnos y rotaciones para su personal de oficina y de campo, incluyendo esquemas 5x2, 11x10 - 12x9, 14x7, 14x7x7 y 20x11, así como jornadas flexibles de lunes a viernes acordadas con el supervisor.

3.2.5 TRANSACCIONES RECIENTES

El 1 de junio de 2026, Parex, a través del Comprador, adquirió todas las acciones ordinarias emitidas y en circulación de Frontera E&P, la cual poseía la totalidad del negocio de exploración y producción de Frontera en Colombia, que comprende los activos de exploración y producción de petróleo y gas de Frontera en Colombia, su planta de tratamiento de agua por ósmosis inversa y su plantación de palma de aceite.

El Acuerdo de Adquisición contempla una contraprestación en efectivo de US$500 millones (sujeta a ajustes habituales), que se pagó a Frontera el 1 de junio de 2026, más un pago contingente adicional de US$25 millones si el plazo del contrato de la Compañía con respecto al área de Quifa se extiende antes del primer aniversario de la finalización de la adquisición. Parex también asumió todas las obligaciones de Frontera derivadas del monto de capital agregado de US$310 millones de sus bonos senior no garantizados en circulación con vencimiento en 2028, así como los US$80 millones pendientes en virtud de la facilidad de prepago de Frontera con Chevron Products Company.

En relación con la adquisición, Parex completó una oferta de colocación privada el 11 de mayo de 2026, por un monto de capital agregado de US$500 millones en bonos senior no garantizados con vencimiento en 2031. Una parte de los ingresos netos de dicha oferta se utilizó para financiar la contraprestación de la adquisición.

Simultáneamente con la finalización de la adquisición, Parex también celebró una modificación a su contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia y un sindicato de instituciones financieras, la cual contempla una facilidad de crédito sindicada de US$220 millones y una facilidad operativa de US$20 millones. La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia.

Para obtener más información sobre los bonos no garantizados y la facilidad de crédito, consulte la sección 7.17 – *Préstamos o Contingencias que Representen el 5% o Más del Total de Pasivos de los Estados Financieros Consolidados del Último Año Fiscal*.

3.2.6 ESTRATEGIA DEL EMISOR

La estrategia de Parex se centra en tres pilares estratégicos diseñados para aprovechar sus ventajas competitivas, maximizar el valor de su base de activos y ofrecer rendimientos sostenibles a largo plazo para sus grupos de interés.

<u>Invertir en tecnología para optimizar la eficiencia del capital</u>

Parex invierte en tecnologías probadas para maximizar la eficiencia del capital y liberar todo el potencial de su base de recursos. La recuperación mejorada de petróleo, la perforación horizontal y multilateral, y la obtención de imágenes sísmicas avanzadas se implementan en todo el portafolio para mejorar los factores de recuperación, reducir las caídas de producción, disminuir los requisitos de capital de mantenimiento y mejorar la creación de valor a largo plazo.

Aumento de la producción de gas continental

Parex está expandiendo la producción de gas continental a partir de yacimientos ricos en líquidos, apuntando a oportunidades de clase mundial de gas con fundamentos de mercado atractivos a largo plazo y precios premium. El programa de exploración del Piedemonte Llanero, operado en asociación con Ecopetrol, ofrece un importante potencial de desarrollo de gas dentro de una zona de hidrocarburos probada y se espera que se convierta en un contribuyente cada vez más importante para el crecimiento a largo plazo de la Compañía.

Búsqueda de exploración de alto impacto

Parex busca la exploración de alto impacto a través de un enfoque de portafolio disciplinado que equilibra el riesgo y el rendimiento en toda su extensa posición de superficie. La Compañía mantiene un sólido portafolio de exploración, con aproximadamente 140 proyectos bajo evaluación inicial, de 50 a 70 prospectos sometidos a evaluación técnica y de riesgo, y de 20 a 30 oportunidades listas para perforar, lo que proporciona un inventario sostenible de futuras oportunidades de crecimiento.

La Adquisición de Frontera acelera la estrategia de Parex

La Adquisición de Frontera fortalece cada uno de los pilares estratégicos de Parex al aumentar la escala de la Compañía, diversificar su base de producción y activos, y reducir la volatilidad operativa y del flujo de efectivo. El portafolio combinado consolida a Parex como la mayor empresa independiente de exploración y producción en Colombia, con una producción promedio proforma esperada de 63.000 a 67.000 boe/d en 2026.

La adquisición combina dos portafolios complementarios centrados en el petróleo en cuencas donde Parex tiene una amplia experiencia operativa, creando oportunidades para aplicar su experiencia técnica, mejorar la eficiencia del capital y optimizar el rendimiento de los activos. Se espera que los activos adquiridos aporten más de 15 años de producción de bajo declive y un flujo de efectivo libre significativo, lo que respaldará el desendeudamiento al tiempo que financiará futuras oportunidades de desarrollo y exploración de alto impacto a lo largo del portafolio ampliado.

4. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR

4.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La estructura organizacional de la Compañía comprende la Junta Directiva, que supervisa la gestión de los negocios y asuntos de la Compañía, varios comités de la Junta y un equipo de alta gerencia responsable de las operaciones diarias de la Compañía y sus subsidiarias. La Compañía se compromete a mantener altos estándares de gobierno corporativo de acuerdo con las mejores prácticas reconocidas tanto en los mercados de capitales canadienses como colombianos.

4.2 JUNTA DIRECTIVA

4.2.1 MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

La siguiente tabla establece el nombre de cada director, su cargo, fecha de nombramiento y membresía en los comités:

Director	Cargo	Fecha de Nombramiento	Membresía en Comités
Lynn Azar	Director	13 de julio de 2022	Comité de Finanzas y Auditoría Comité de Recursos Humanos y Compensación

Director	Cargo	Fecha de Nombramiento	Membresía en Comités
Alberto Consuegra	Director	1 de junio de 2025	Comité de HSE y Reservas Comité de Finanzas y Auditoría
Sigmund Cornelius	Director	14 de mayo de 2020	Comité de Finanzas y Auditoría (Presidente) Comité de HSE y Reservas
Mona Jasinski	Director	8 de mayo de 2025	Comité de Recursos Humanos y Compensación (Presidente) Comité de Gobierno Corporativo y Nominaciones
Jeff Lawson	Director	8 de mayo de 2025	Comité de HSE y Reservas Comité de Gobierno Corporativo y Nominaciones
G. R. (Bob) MacDougall	Director	4 de octubre de 2016	Comité de HSE y Reservas (Presidente) Comité de Finanzas y Auditoría
Glenn McNamara	Director y Presidente de la Junta Directiva	4 de octubre de 2016	
Imad Mohsen	Presidente y Director Ejecutivo, y Director	4 de febrero de 2021	
Carmen Sylvain	Director	7 de julio de 2017	Comité de Gobierno Corporativo y Nominaciones (Presidente) Comité de Recursos Humanos y Compensación

4.2.2 COMPOSICIÓN

La Junta Directiva consta actualmente de nueve miembros, ocho de los cuales son independientes. Imad Mohsen, quien es el actual Presidente y Director Ejecutivo de la Compañía, no es considerado independiente. De conformidad con los requisitos de la ABCA y la TSX, la Junta Directiva debe estar compuesta por un mínimo de tres miembros y debe contar con al menos dos directores independientes. El NI 52-110 exige que la Junta Directiva incluya al menos tres miembros que sean independientes y tengan conocimientos financieros, sujeto a excepciones limitadas. Los estatutos de la Compañía prescriben que el número máximo de directores es 11.

4.2.3 REUNIONES Y RESOLUCIONES

De conformidad con los estatutos de la Compañía, las reuniones de la Junta Directiva se celebrarán periódicamente en el momento y lugar que determinen la Junta, el presidente de la Junta, el director

gerente, el presidente de la Compañía o cualesquiera dos directores. El quórum para la tramitación de asuntos en cualquier reunión de la Junta consistirá en la mayoría de los directores en ejercicio o el número mayor de directores que la Junta determine en cada momento y, sujeto a ciertas excepciones, los directores no tramitarán asuntos en una reunión de directores salvo que al menos una cuarta parte de los directores presentes sean residentes canadienses. Salvo que la Junta haya establecido regulaciones que dispongan lo contrario, las reuniones de la Junta pueden convocarse con 24 horas de antelación, ya sea verbalmente o por escrito, y ya sea por teléfono o telégrafo, por medios electrónicos o por cualquier otro medio de comunicación.

Las cuestiones que surjan en cualquier reunión de la Junta se decidirán por mayoría de votos y, en caso de empate, el presidente de la reunión no tendrá derecho a un segundo voto ni a voto de desempate.

Las resoluciones de la Junta también pueden aprobarse mediante resolución por escrito firmada por todos los directores con derecho a voto sobre dicha resolución.

4.2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES

La Compañía ha establecido mandatos por escrito para la Junta Directiva y cada uno de sus comités, detallando su composición, deberes y responsabilidades. Además, la Junta Directiva ha desarrollado una descripción del cargo por escrito para el Presidente de la Junta Directiva y el Presidente de cada comité de la Junta. La Junta Directiva y sus comités operan de acuerdo con la legislación corporativa aplicable, los estatutos y reglamentos internos de la Compañía y sus mandatos prescritos.

La Junta Directiva es responsable de administrar y supervisar la gestión de los negocios y asuntos de la Compañía, actuando con honestidad y de buena fe conforme a los intereses de la Compañía, y ejerciendo el cuidado, la diligencia y la habilidad que una persona razonablemente prudente ejercería en circunstancias comparables.

En particular, los deberes de la Junta Directiva incluyen, entre otros: (i) la selección de la gerencia y la planificación de la sucesión; (ii) la supervisión de la gerencia; (iii) la supervisión de los planes operativos y de capital estratégicos; (iv) la supervisión de los asuntos ASG en relación con la Compañía; (v) la revisión de nuevas oportunidades de desarrollo de negocios y exploración; (vi) la aprobación y el seguimiento del cumplimiento de las políticas y procedimientos significativos de la Compañía; y (vii) la supervisión de las comunicaciones corporativas y los informes de cumplimiento de la Compañía.

La Compañía ha establecido el Comité de Finanzas y Auditoría, el Comité de Recursos Humanos y Compensación, el Comité de Gobierno Corporativo y Nominaciones, y el Comité de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Reservas de la Junta Directiva, cada uno de los cuales está compuesto actualmente en su totalidad por directores independientes.

Los asuntos que requieren la aprobación de la Junta Directiva incluyen, entre otros:

(a) nombramiento y remuneración de todos los funcionarios;

(b) celebración de acuerdos con la Compañía respecto al retiro del empleo en la Compañía por parte de un director o funcionario de la Compañía o de una subsidiaria;

(c) planes y presupuestos operativos y de capital anuales;

(d) establecimiento de facilidades de crédito y préstamos;

(e) emisión de acciones adicionales u otros valores;

(f) recompra de Acciones Ordinarias de acuerdo con las leyes de valores aplicables;

(g) el informe anual ASG de la Compañía y otros documentos de divulgación pública en materia ASG;

(h) pago de dividendos;

(i) informes financieros trimestrales y anuales; y

(j) informes requeridos en virtud del Instrumento Nacional 51-101 – *Estándares para la Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas* de los Administradores de Valores de Canadá.

4.2.5 MECANISMOS PARA GARANTIZAR LA INDEPENDENCIA

De acuerdo con el mandato de la Junta Directiva, esta debe desarrollar y expresar un juicio objetivo sobre los asuntos corporativos, independientemente de la gerencia. La Junta Directiva debe promover prácticas que fomenten su independencia. Esto incluye constituir la Junta Directiva con una mayoría de directores independientes (según se define en la sección 1.4 del NI 52-110).

Ciertas tareas adecuadas para juicios independientes deben delegarse a comités especializados de la Junta, compuestos en su mayoría o en su totalidad por directores independientes. La Junta desarrolla normas generales para determinar si los directores son independientes y llevará a cabo, al menos anualmente, una determinación de la independencia de cada uno de sus miembros. La Junta divulga tanto las normas como las determinaciones anuales según lo exige la ley.

Cualquier director que no sea independiente o cuyas circunstancias cambien de tal manera que pueda considerarse que ya no es independiente debe informar sin demora a la Junta sobre el cambio en las circunstancias.

4.2.6 REQUISITOS DE INDEPENDENCIA

De acuerdo con el mandato de la Junta y el Instrumento Nacional 58-101 – *Divulgación de Prácticas de Gobierno Corporativo* de los Administradores de Valores de Canadá, el significado de "independencia" para los miembros de la Junta es el establecido en la sección 1.4 del NI 52-110:

(1) Un miembro es independiente si no tiene ninguna relación material directa o indirecta con el emisor (incluyendo una subsidiaria).

(2) A efectos del inciso (1), una "relación material" es una relación que podría, a juicio de la junta directiva del emisor, esperarse razonablemente que interfiera con el ejercicio del juicio independiente de un miembro.

(3) Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso (2), se considera que las siguientes personas tienen una relación material con un emisor:

(a) una persona que es, o ha sido en los últimos tres años, un empleado o funcionario ejecutivo del emisor;

(b) una persona cuyo familiar inmediato es, o ha sido en los últimos tres años, un funcionario ejecutivo del emisor;

(c) una persona con ciertas relaciones con el auditor interno o externo del emisor (por ejemplo, un socio o empleado de dicho auditor, o haber sido socio o empleado de dicho auditor en los últimos tres años y haber tenido participación en la auditoría del emisor);

(d) una persona cuyo cónyuge, hijo menor o hijastro, o hijo o hijastro que comparte un hogar con la persona, tiene ciertas relaciones con el auditor interno o externo del emisor;

(e) una persona que, o cuyo familiar inmediato, es o ha sido en los últimos tres años, un funcionario ejecutivo de una entidad si alguno de los actuales funcionarios ejecutivos del emisor forma parte o formó parte al mismo tiempo del comité de compensación de dicha entidad; y

(f) sujeto a las excepciones prescritas, una persona que recibió, o cuyo familiar inmediato que está empleado como funcionario ejecutivo del emisor recibió, más de C$75.000 en concepto de compensación directa del emisor durante cualquier periodo de 12 meses en los últimos tres años.

(4) Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso (3), no se considerará que una persona tiene una relación material con el emisor si dicha relación conforme al inciso (3) terminó antes de las fechas históricas prescritas.

(5) Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso (3), no se considerará que una persona tiene una relación material con el emisor únicamente porque dicha persona o un miembro de su familia inmediata haya actuado anteriormente como director ejecutivo interino del emisor, o actúe o haya actuado anteriormente como presidente o vicepresidente de la junta directiva o de cualquier comité de la junta a tiempo parcial.

4.2.7 REQUISITOS ADICIONALES DE INDEPENDENCIA

Se imponen requisitos adicionales de independencia a los miembros del Comité de Finanzas y Auditoría. En virtud de la sección 1.5 del NI 52-110, se considera que un miembro del comité de auditoría tiene una relación material con el emisor si:

(1) acepta, directa o indirectamente, cualquier honorario por consultoría, asesoramiento u otra compensación (sin incluir montos fijos de compensación en virtud de un plan de jubilación por servicios prestados anteriormente, siempre que su pago no dependa de la continuidad en el servicio) del emisor o de cualquier entidad subsidiaria del emisor, que no sea la remuneración por actuar en su calidad de miembro de la junta directiva o de cualquier comité de la junta, o como presidente o vicepresidente a tiempo parcial de la junta o de cualquier comité de la junta; o

(2) es una entidad afiliada del emisor o de cualquiera de sus entidades subsidiarias.

4.2.8 ELECCIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

De conformidad con los estatutos y el reglamento interno de la Compañía y la ABCA, la elección de los directores se llevará a cabo en cada reunión anual de accionistas y los directores ocuparán el cargo por un periodo que expirará a más tardar al cierre de la siguiente reunión anual de accionistas posterior a la elección. Sujeto a ciertas excepciones, un quórum de directores puede cubrir una vacante entre los directores, excepto una vacante resultante de un aumento en el número o número mínimo de directores o de una falta de elección del número o número mínimo de directores requerido por los estatutos.

La ABCA y los estatutos de la Compañía permiten a los directores, entre las reuniones generales anuales, nombrar uno o más directores adicionales de la Compañía para que presten servicios hasta la próxima reunión general anual, pero el número de directores adicionales no excederá en ningún momento un tercio del número de directores que ocupaban el cargo al vencimiento de la última reunión general anual de la Compañía.

4.3 ALTA GERENCIA DEL EMISOR

El liderazgo senior de la Compañía a la fecha de este Prospecto (30 de junio de 2026) se describe en la siguiente tabla:

Nombre	Cargo
Daniel Ferreiro	Presidente y Gerente de País para Colombia
Eric Furlan	Director de Operaciones
Cameron Grainger	Director Financiero
Imad Mohsen	Presidente y Director Ejecutivo, y Director
Mike Kruchten	Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa
Joshua Share	Vicepresidente Senior, Servicios Corporativos
Katie Bernard	Vicepresidente Senior, Nuevos Negocios

4.4 INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE FINANZAS Y AUDITORÍA

Términos de referencia del Comité de Finanzas y Auditoría

Los Términos de Referencia del Comité de Finanzas y Auditoría se adjuntan como Anexo “C” al Formulario de Información Anual de la Compañía con fecha del 3 de marzo de 2026 para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, el cual se encuentra disponible en el portal de la Compañía en SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Composición del Comité de Finanzas y Auditoría

Los miembros del Comité de Finanzas y Auditoría son Sigmund Cornelius (Presidente), Lynn Azar, Alberto Consuegra y G.R. (Bob) MacDougall. Todos los miembros del Comité de Finanzas y Auditoría son independientes (de conformidad con el NI 52-110) y poseen conocimientos financieros.

Políticas y procedimientos de aprobación previa

El Comité de Finanzas y Auditoría ha adoptado una política para revisar y aprobar previamente cualquier servicio ajeno a la auditoría que los auditores externos deban prestar a Parex y considerar el impacto en la independencia de dichos auditores. El Comité de Finanzas y Auditoría puede delegar en uno o más miembros independientes la autoridad para aprobar previamente servicios ajenos a la auditoría, siempre que el miembro informe al Comité de Finanzas y Auditoría en la siguiente reunión programada sobre dicha aprobación previa y que el miembro cumpla con los demás procedimientos que el Comité de Finanzas y Auditoría pueda establecer en cada momento.

Honorarios por los servicios del Auditor Externo

El Comité de Finanzas y Auditoría ha revisado la naturaleza y el monto de los servicios ajenos a la auditoría prestados por PricewaterhouseCoopers LLP a la Compañía para garantizar la independencia del auditor. Los honorarios pagados a PricewaterhouseCoopers LLP por servicios de auditoría y ajenos a la auditoría en los últimos dos años fiscales se describen a continuación:

- Honorarios de Auditoría: USD 756.322 (2025) y USD 719.166 (2024). Los honorarios de auditoría incluyen los honorarios necesarios para realizar la auditoría anual y las revisiones trimestrales de los estados financieros consolidados de la Compañía, así como los servicios de auditoría u otros servicios de atestiguamiento requeridos por ley o reglamento.

- Honorarios Relacionados con la Auditoría: USD 84.250 (2025) y USD 0 (2024). Los honorarios relacionados con la auditoría incluyen servicios que tradicionalmente son realizados por el auditor.

- Honorarios por Servicios Fiscales - Cumplimiento: USD 65.628 (2025) y USD 115.601 (2024). Incluyen los honorarios relacionados con el trabajo de cumplimiento fiscal para las obligaciones fiscales legales en las jurisdicciones internacionales en las que opera la Compañía.

- Honorarios por Servicios Fiscales - Consultoría: USD 87.146 (2025) y USD 43.232 (2024). Incluyen los honorarios por todos los servicios fiscales distintos a los incluidos en los Honorarios de Auditoría y los Honorarios Relacionados con la Auditoría.

- Otros Honorarios: USD 0 (2025) y USD 109.509 (2024). Incluyen todos los demás productos y servicios ajenos a la auditoría.

- Total: USD 993.346 (2025) y USD 987.508 (2024).

4.5 PARTICIPACIONES ACCIONARIAS DE LOS DIRECTORES Y FUNCIONARIOS EJECUTIVOS DEL EMISOR

Al 30 de junio de 2026, los directores y funcionarios ejecutivos de la Compañía, como grupo, poseen la titularidad real, o controlan o dirigen, directa o indirectamente, aproximadamente 751.920 Acciones Ordinarias que constituyen aproximadamente el 0,8% de las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación.

4.6 PLANES DE COMPENSACIÓN BASADA EN ACCIONES Y OPCIONES SOBRE ACCIONES

Los planes de compensación basada en acciones de la Compañía incluyen un plan de opciones sobre acciones (el "**Plan de Opciones**"), un plan de unidades de acciones restringidas liquidables en efectivo o en acciones (el "**Plan de RSU Liquidables en Efectivo/Acciones**") y un plan de unidades de acciones restringidas de mayor duración (el "**Plan LDRSU**"). Conforme a estos planes, podrán otorgarse incentivos a los directores, funcionarios y empleados de Parex o de sus subsidiarias, según corresponda (conjuntamente, los "**Prestadores de Servicios**"). El propósito general de dichos incentivos es: (a) contribuir a atraer, retener y motivar a los Prestadores de Servicios; (b) alinear más estrechamente los intereses de los Prestadores de Servicios con los de los accionistas de Parex; (c) enfocar a dichos Prestadores de Servicios en el desempeño operativo y financiero y en el valor de largo plazo para los accionistas; y (d) motivar y recompensar a los Prestadores de Servicios por su desempeño y su contribución al éxito de largo plazo de la Compañía.

Plan de Opciones sobre Acciones

El Plan de Opciones de la Compañía está vigente desde el 30 de octubre de 2009 y fue modificado por última vez el 3 de marzo de 2026. Como parte de su programa de incentivos de largo plazo, la Compañía otorga opciones para adquirir Acciones Ordinarias (las "**Opciones**") conforme al Plan de Opciones.

Conforme al Plan de Opciones, el precio de ejercicio de cada Opción, así como su plazo y condiciones de consolidación (*vesting*), son determinados a discreción de la Junta Directiva al momento del otorgamiento, siempre que el precio de ejercicio no sea inferior al precio de cierre por Acción Ordinaria en la TSX el último día de negociación anterior a: (i) la publicación de un comunicado de prensa respecto del otorgamiento de la Opción; o (ii) si no se publica un comunicado de prensa anunciando el otorgamiento, la fecha de otorgamiento, y siempre que ninguna Opción tenga un plazo superior a cinco años. A falta de determinación de la Junta Directiva respecto de la consolidación, las Opciones se consolidarán en un tercio en cada uno de los aniversarios primero, segundo y tercero de la fecha de otorgamiento.

El Plan de Opciones es un plan "renovable" (*rolling*) que reserva un máximo del 5,0% de las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación para su emisión en virtud de Opciones, siempre que el número máximo

de Acciones Ordinarias emitibles conforme al Plan de Opciones y a todos los demás mecanismos de compensación basados en valores de la Compañía (según se definen en el Manual de Compañías de la TSX, lo que incluye el Plan LDRSU) no exceda el 5,0% de las Acciones Ordinarias en circulación en cada momento. Otras restricciones a la emisión de Opciones incluyen las siguientes:

- el número total de Acciones Ordinarias reservadas para emisión a favor de cualquier Persona con Información Privilegiada (*Insider*, según se define en el Plan de Opciones) conforme al Plan de Opciones, junto con todos los demás mecanismos de compensación basados en valores de Parex, no podrá exceder el 5,0% de las Acciones Ordinarias en circulación;

- el número total de Acciones Ordinarias emitidas a favor de Personas con Información Privilegiada conforme al Plan de Opciones, junto con todos los demás mecanismos de compensación basados en valores de Parex, dentro de un periodo de 12 meses, no podrá exceder el 5,0% de las Acciones Ordinarias en circulación;

- el número total de Acciones Ordinarias reservadas para emisión a favor de Personas con Información Privilegiada conforme al Plan de Opciones, junto con todos los demás mecanismos de compensación basados en valores, en cualquier momento, no podrá exceder el 5,0% de las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación;

- el número total de Acciones Ordinarias reservadas para emisión conforme al Plan de Opciones a favor de cualquier participante contratado para prestar actividades de relación con inversionistas (según se define en el Plan de Opciones) dentro de un periodo de 12 meses no podrá exceder el 2,0% de las Acciones Ordinarias en circulación;

- el número total de Acciones Ordinarias reservadas para emisión a favor de todos los directores no administradores conforme al Plan de Opciones no podrá exceder el 1,0% de las Acciones Ordinarias en circulación; y

- el valor total de todas las Opciones (calculado a la fecha de otorgamiento) otorgadas conforme al Plan de Opciones a cualquier director no administrador no podrá exceder C$100.000 en cualquier periodo de 12 meses.

Al **30 de junio de 2026**, la Compañía tenía Opciones en circulación conforme al Plan de Opciones para adquirir 1.220.293 Acciones Ordinarias, que representan el 1,27% de las Acciones Ordinarias emitidas y en circulación a dicha fecha, quedando disponibles hasta 822.386 Acciones Ordinarias para futuros otorgamientos conforme al Plan de Opciones, después de considerar los otorgamientos realizados conforme a los demás planes de compensación basados en valores de la Compañía, los cuales reducen los derechos no asignados.

Plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidables en Efectivo o en Acciones

El Plan de RSU Liquidables en Efectivo/Acciones de la Compañía fue aprobado inicialmente por la Junta Directiva el 7 de febrero de 2019 y fue modificado por última vez el 3 de marzo de 2026. Este plan permite a la Junta Directiva otorgar unidades de acciones restringidas liquidables en efectivo o en acciones ("**CosRSU**") y unidades de acciones de desempeño liquidables en efectivo o en acciones ("**CosPSU**"), cada una de las cuales otorga el derecho a recibir un pago en efectivo o Acciones Ordinarias adquiridas en el mercado abierto por el agente del plan.

La Junta Directiva administra el Plan de RSU Liquidables en Efectivo/Acciones y tiene la facultad de: (a) determinar los Prestadores de Servicios a quienes podrán otorgarse CosRSU y CosPSU; y (b) otorgar CosRSU y CosPSU en los términos y condiciones que determine. A falta de determinación en contrario de la Junta Directiva, las CosRSU se consolidarán y serán liquidadas en un tercio del número total de CosRSU otorgadas en cada uno de los aniversarios primero, segundo y tercero de la fecha de otorgamiento, y todas las CosPSU se consolidarán en el tercer aniversario de su fecha de otorgamiento.

Antes de una fecha de consolidación respecto de cualquier CosPSU, la Junta Directiva evaluará el desempeño de Parex durante el periodo aplicable con base en las medidas de desempeño que determine. Las medidas de desempeño corporativo consideradas por la Junta Directiva podrán incluir, sin limitarse a: (a) el retorno total para el accionista, absoluto o relativo; (b) el precio de mercado de las Acciones Ordinarias en cada momento; (c) el desempeño o los resultados financieros de Parex; (d) otros criterios operativos o de desempeño relacionados con Parex; (e) actividades relacionadas con el crecimiento de Parex; (f) el desempeño de Parex en materia de salud y seguridad; (g) la ejecución del plan estratégico de Parex según lo determine la Junta Directiva; y (h) las demás medidas adicionales que la Junta Directiva considere apropiadas según las circunstancias. La ponderación de las medidas individuales que componen las medidas de desempeño será determinada por la Junta Directiva a su entera discreción, teniendo en cuenta los propósitos principales del Plan de RSU Liquidables en Efectivo/Acciones y, con base en dicha evaluación, la Junta Directiva determinará el multiplicador de pago aplicable, el cual no será inferior a cero ni superior a dos.

Al **30 de junio de 2026**, la Compañía tenía 1.253.843 CosRSU y 251.439 CosPSU emitidas y en circulación.

Plan de Unidades de Acciones Restringidas de Mayor Duración

El Plan LDRSU de la Compañía fue aprobado inicialmente por la Junta Directiva el 25 de marzo de 2024 y por los accionistas de la Compañía el 9 de mayo de 2024. El Plan LDRSU permite a la Junta Directiva otorgar unidades de acciones restringidas de mayor duración ("**LDRSU**") y unidades de acciones de desempeño de mayor duración ("**LDPSU**"), cada una de las cuales otorga el derecho a recibir un pago en efectivo, Acciones Ordinarias adquiridas en el mercado abierto por el agente del plan, o Acciones Ordinarias emitidas de tesorería ("**Acciones de Tesorería**"). El Plan LDRSU reemplazó al Plan de RSU Liquidables en Efectivo/Acciones respecto de los ejecutivos, a partir de su entrada en vigor.

La Junta Directiva administra el Plan LDRSU y tiene la facultad de: (a) determinar los Prestadores de Servicios a quienes podrán otorgarse LDRSU; y (b) otorgar LDRSU en los términos, condiciones y cantidades que determine. A falta de determinación en contrario de la Junta Directiva, las LDRSU tendrán un plazo de diez años desde la fecha de otorgamiento y se consolidarán y serán liquidadas en un tercio del número total de LDRSU otorgadas en cada uno de los aniversarios primero, segundo y tercero de la fecha de otorgamiento, y todas las LDPSU se consolidarán en el tercer aniversario de su fecha de otorgamiento.

Respecto de cada fecha de consolidación de cualquier LDPSU, la Junta Directiva evaluará, a su entera discreción, el desempeño de Parex durante el periodo aplicable con base en las medidas de desempeño aplicables a dichas LDPSU y, con base en la evaluación de todas las medidas de desempeño y de cualquier otro factor que considere pertinente, determinará el multiplicador de desempeño aplicable a dichas LDPSU consolidadas.

El número máximo de Acciones de Tesorería reservadas para emisión conforme al Plan LDRSU en virtud de LDRSU y LDPSU en circulación en cualquier momento será de 4.000.000 de Acciones Ordinarias y, entre otras restricciones, el número máximo de Acciones de Tesorería para emitir conforme al Plan LDRSU y a todos los demás mecanismos de compensación basados en valores de la Compañía (según se definen en el Manual de Compañías de la TSX) no podrá exceder el 5,0% de las Acciones Ordinarias en circulación en cada momento. Al **30 de junio de 2026**, la Compañía tenía 401.654 LDRSU y 833.153 LDPSU emitidas y en circulación.

A los directores de la Compañía no se les han otorgado opciones desde 2013. La siguiente tabla resume las Opciones de la Compañía que estaban en circulación al 30 de junio de 2026 para sus Funcionarios Ejecutivos Designados (según se define en el Formulario 51-102F6 – *Declaración de Compensación Ejecutiva* de los Administradores de Valores de Canadá), que son aquellos funcionarios respecto de los cuales la Compañía debe proporcionar información sobre compensación conforme a las leyes de valores canadienses. Además del Plan de Opciones, los directores y Funcionarios Ejecutivos Designados de la Compañía poseen, según corresponda, LDRSU, LDPSU, CosRSU y CosPSU. La información actual sobre

las tenencias de los directores y funcionarios de la Compañía está disponible en el Sistema de Divulgación Electrónica para Personas con Acceso a Información Privilegiada (SEDI) en www.sedi.ca.

Nombre y Cargo Principal	Fecha de Otorgamiento	Número de valores subyacentes a Opciones no ejercidas	Precio de ejercicio de las opciones (C$/Acción Ordinaria)	Fecha de vencimiento de la opción	Valor de las Opciones con valor intrínseco no ejercidas (C$)[(1)]
Imad Mohsen Presidente y Director Ejecutivo	7-feb-2022 6-feb-2023 4-mar-2024 6-mar-2025 13-mar-2026	25.780 35.008 46.693 113.208 63.625	$27,02 $22,77 $21,06 $12,74 $25,72	7-feb-2027 6-feb-2028 4-mar-2029 6-mar-2030 13-mar-2031	Cero Cero 15.409 979.249 Cero
Cam Grainger Director Financiero	7-feb-2022 6-feb-2023 4-mar-2024 6-mar-2025 13-mar-2026	3.812 4.806 7.058 40.094 22.366	$27,02 $22,77 $21,06 $12,74 $25,72	7-feb-2027 6-feb-2028 4-mar-2029 6-mar-2030 13-mar-2031	Cero Cero 2.329 346.813 Cero
Eric Furlan Director de Operaciones	7-feb-2022 6-feb-2023 4-mar-2024 6-mar-2025 13-mar-2026	12.480 15.684 20.047 48.606 27.285	$27,02 $22,77 $21,06 $12,74 $25,72	7-feb-2027 6-feb-2028 4-mar-2029 6-mar-2030 13-mar-2031	Cero Cero 6.616 420.442 Cero
Michael Kruchten Vicepresidente Senior de Mercados de Capital y Planificación Corporativa	7-feb-2022 6-feb-2023 4-mar-2024 6-mar-2025 13-mar-2026	10.336 12.963 16.569 40.173 23.904	$27,02 $22,77 $21,06 $12,74 $25,72	7-feb-2027 6-feb-2028 4-mar-2029 6-mar-2030 13-mar-2031	Cero Cero 5.468 347.497 Cero
Daniel Ferreiro Presidente y Gerente de País para Colombia	7-feb-2022 6-feb-2023 4-mar-2024 6-mar-2025 13-mar-2026	8.801 10.988 14.786 35.849 24.797	$27,02 $22,77 $21,06 $12,74 $25,72	7-feb-2027 6-feb-2028 4-mar-2029 6-mar-2030 13-mar-2031	Cero Cero 4.879 310.094 Cero

Notas:

(1) Basado en la diferencia entre el precio de cierre de las Acciones Ordinarias en la TSX el 30 de junio de 2026 de C$21,39 y el precio de ejercicio de las opciones.

4.7 PARTICIPACIONES DE EXPERTOS

No existe ninguna persona o empresa cuya profesión o negocio otorgue autoridad a una declaración hecha por dicha persona o empresa y que sea nombrada como haber preparado o certificado una declaración, informe o valoración descrita o incluida en una presentación, o a la que se haga referencia en una presentación, realizada en virtud del Instrumento Nacional 51-102 – *Obligaciones de Divulgación Continua* de los Administradores de Valores de Canadá, por la Compañía, que no sea GLJ Ltd., los evaluadores independientes de reservas de la Compañía, y PricewaterhouseCoopers LLP, Contadores Públicos Autorizados, los auditores de la Compañía. Ninguno de los directores de GLJ Ltd. ostentaba participación registrada o de titularidad real, directa o indirecta, en ningún valor u otro bien de la Compañía o de las empresas asociadas o afiliadas de la Compañía en el momento en que elaboraron la declaración, informe o valoración, ni había adquirido dicha participación en ningún momento posterior.

Los auditores independientes de la Compañía son PricewaterhouseCoopers LLP, Chartered Professional Accountants, quienes prepararon un informe de auditoría independiente con fecha 3 de marzo de 2026 respecto de los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, así como de los ejercicios terminados en esas fechas. PricewaterhouseCoopers LLP ha manifestado que es independiente con respecto a la Compañía de conformidad con las Reglas de Conducta Profesional establecidas por los *Chartered Professional Accountants of Alberta*.

Además, ninguna de las personas o empresas antes mencionadas, ni ningún director, funcionario o empleado de cualquiera de las personas o empresas antes mencionadas, es o se espera que sea elegido, nombrado o empleado como director, funcionario o empleado de la Compañía o de cualquier asociado o afiliado de la Compañía.

5. INFORMACIÓN DE RIESGO DEL EMISOR

Un posible Inversionista debe considerar cuidadosamente los factores enumerados a continuación al decidir si invertir en valores de Parex. Una inversión en valores de Parex es adecuada únicamente para aquellos Inversionistas que estén dispuestos a arriesgar la pérdida de la totalidad de su inversión. Los Inversionistas deben basarse en la habilidad, experiencia, juicio, discreción, integridad y buena fe de la gerencia de Parex. La inversión en valores de Parex es especulativa e implica un alto grado de riesgo debido a la naturaleza del enfoque de Parex en el negocio de exploración de petróleo y gas natural. Los siguientes son ciertos factores de riesgo relacionados con el negocio de Parex que los posibles Inversionistas deben considerar con atención antes de decidir comprar valores de Parex.[3]

5.1 RIESGOS OPERATIVOS

5.1.1 CONFLICTOS SOCIALES E INESTABILIDAD

Las actividades de exploración, desarrollo y operación de petróleo y gas natural realizadas por Parex pueden, en ocasiones, estar sujetas a alteraciones o conflictos. Parex opera en Colombia. En Colombia, las empresas que operan en la industria del petróleo y el gas han experimentado interrupciones en sus operaciones y reducciones en la producción como resultado de la inestabilidad social y los conflictos

[3] Conforme a lo permitido por el National Instrument 52-109, *Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings*, la gerencia ha limitado el alcance del diseño de los controles y procedimientos de divulgación ("DCP") y del control interno sobre la información financiera ("ICFR") para excluir los controles, políticas y procedimientos del negocio de Frontera adquirido al 30 de junio de 2026. El National Instrument 52-109 permite a un emisor limitar el alcance del diseño de los DCP y del ICFR para excluir un negocio adquirido durante un periodo de hasta 365 días contados a partir de la fecha de adquisición. Durante este periodo, la gerencia continuará con la evaluación e integración del negocio adquirido, incluyendo el diseño y la implementación de los controles apropiados.

laborales, que pueden incluir bloqueos liderados por la comunidad, protestas y otras formas de disturbios civiles que pueden interferir directamente con el acceso y la operación de los activos de petróleo y gas.

Parex ha experimentado y sigue experimentando interrupciones en sus operaciones como consecuencia de la inestabilidad social. La Compañía no puede garantizar que en el futuro no se produzcan este tipo de conflictos laborales, inestabilidad social o alteraciones del orden público. Por el momento se desconoce el impacto potencial de tales disturbios en la industria del petróleo y el gas en Colombia y, en particular, en las operaciones de la Compañía. Esta incertidumbre puede afectar las operaciones de forma impredecible, incluyendo alteraciones en el suministro de combustible y en los mercados, la capacidad de mover equipos como plataformas de perforación de un sitio a otro, o alteraciones sobre las instalaciones de infraestructura, incluyendo oleoductos, instalaciones de producción, vías públicas y estaciones de descarga, que podrían convertirse en objetivos o sufrir daños colaterales como resultado de la inestabilidad social, conflictos laborales o protestas. Parex podría sufrir pérdidas de producción o verse obligada a incurrir en costos significativos en el futuro para proteger sus activos frente a tales actividades, asumir gastos de mantenimiento de equipos abandonados o inactivos, o reparar posibles daños en las instalaciones de la Compañía. No hay garantías de que Parex logre protegerse contra estos riesgos y sus consecuencias financieras. Además, es posible que estos riesgos no sean, en parte, asegurables en caso de que la Compañía sufra daños.

5.1.2 COMPROMISOS MÍNIMOS DE TRABAJO EN BLOQUES DE EXPLORACIÓN

Parex debe cumplir ciertos compromisos mínimos de trabajo en determinados proyectos en Colombia. No hay garantías de que todos estos compromisos se cumplan en los plazos requeridos. Por lo tanto, Parex podría perder ciertos derechos de exploración en los bloques afectados y quedar sujeta a ciertas sanciones regulatorias impuestas por la ANH o medidas contractuales solicitadas por Ecopetrol, según corresponda.

5.1.3 TITULARIDAD DE ACTIVOS

La cesión de participaciones operativas en el marco de los Contratos E&P en las jurisdicciones en las que opera la Compañía es un proceso minucioso y que requiere tiempo considerable. Las propiedades de la Compañía pueden ser objeto de reclamaciones imprevistas sobre su titularidad, incluyendo, entre otras, las reclamaciones de comunidades indígenas. La titularidad de los activos en Colombia se rige por una participación operativa indivisible, tal como se establece en los Contratos E&P, en los BCA con Ecopetrol, o en los Convenios firmados con la ANH y Ecopetrol.

Si bien la Compañía investigará diligentemente la titularidad de todas las propiedades y seguirá las prácticas habituales de la industria para obtener opiniones de titularidad satisfactorias, y, según el entender de la Compañía, la titularidad de todas sus propiedades se encuentra en regla, esto no debe interpretarse como una garantía de titularidad. La titularidad de las propiedades puede verse afectada por defectos no revelados ni detectados. La Compañía no garantiza la titularidad de las propiedades de petróleo y gas natural.

5.1.4 RIESGO DE ACTIVOS SIGNIFICATIVOS NO OPERADOS

La mayor parte de la producción y las reservas de petróleo de la Compañía se atribuyen al bloque LLA-34. Aunque la Compañía posee una participación operativa del 55% en el bloque LLA-34, no es el operador del mismo. En consecuencia, es posible que la Compañía no tenga la capacidad de gestionar el desarrollo de las reservas de petróleo y gas natural de los bloques al ritmo que la Compañía quisiera. Además, la gestión de los costos de desarrollo es en gran medida responsabilidad del operador del bloque. Históricamente, el operador del bloque LLA-34 y la Compañía han acordado los esfuerzos de exploración y desarrollo para dicho bloque. El acuerdo de operación conjunta del bloque proporciona a la Compañía ciertas protecciones, como el derecho a auditar al operador, el derecho a aprobar todos los planes de capital del bloque y la aprobación de un presupuesto anual de capital y operaciones.

5.1.5 DIVERSIFICACIÓN

El negocio de la Compañía se centra en la industria del petróleo y el gas en Colombia. Otras empresas tienen la capacidad de gestionar su riesgo mediante la diversificación; sin embargo, la Compañía carece de diversificación en cuanto al ámbito geográfico de su negocio. Como resultado, los factores que afectan a la industria o a las regiones en las que opera probablemente afectarán a la Compañía de manera más aguda que si el negocio de la Compañía estuviera más diversificado.

5.1.6 EXPANSIÓN HACIA NUEVAS ACTIVIDADES

En la actualidad, las operaciones y la experiencia de la gerencia se centran principalmente en la producción, exploración y desarrollo de petróleo y gas en Colombia. En el futuro, la Compañía podría adquirir o incursionar en nuevas actividades relacionadas con la industria o en nuevas áreas geográficas y adquirir diferentes activos relacionados con la energía y, como resultado, podría enfrentarse a riesgos inesperados o, alternativamente, aumentar significativamente la exposición de la Compañía a uno o más factores de riesgo existentes, lo que a su vez podría dar lugar a que las condiciones operativas y financieras futuras de la Compañía se vean afectadas de forma adversa.

5.1.7 ESTIMACIONES DE RESERVAS

Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas y de los futuros flujos de efectivo atribuidos a dichas reservas. Las reservas y la información sobre flujos de efectivo asociada divulgada por la Compañía son solo estimaciones. Por lo general, las estimaciones de las reservas de petróleo y gas natural económicamente recuperables (incluyendo el desglose de las reservas por tipo de producto) y los futuros flujos de efectivo netos derivados de las mismas se basan en una serie de factores y supuestos variables, como la producción histórica de las propiedades, los índices de producción, la recuperación final de las reservas, el calendario y el monto de los gastos de capital, la comerciabilidad del petróleo y el gas natural, las tasas de regalías y los supuestos efectos de la regulación por parte de los organismos gubernamentales y los futuros costos operativos, todo lo cual puede diferir sustancialmente de los resultados reales.

Por estas razones, las estimaciones de las reservas de petróleo y gas natural económicamente recuperables atribuibles a un determinado grupo de propiedades, la clasificación de dichas reservas en función del riesgo de recuperación y las estimaciones de los futuros ingresos netos asociados a las reservas elaboradas por distintos ingenieros, o por los mismos ingenieros en distintos momentos, pueden variar. La producción, los ingresos, los impuestos y los gastos de desarrollo y operación reales de la Compañía con respecto a sus reservas diferirán de las estimaciones correspondientes, y dichas variaciones podrían ser significativas.

La estimación de las reservas probadas que pueden desarrollarse y producirse en el futuro suele basarse en cálculos volumétricos y en la analogía con tipos de reservas similares, más que en el historial de producción real. Los factores de recuperación y las áreas de drenaje suelen estimarse basándose en la experiencia y en analogías con respecto a yacimientos en producción similares. Las estimaciones basadas en estos métodos suelen ser menos fiables que las basadas en el historial de producción real. Una evaluación posterior de las mismas reservas, basada en el historial de producción y las prácticas de producción, dará lugar a variaciones en las reservas estimadas. Estas variaciones podrían ser significativas.

De conformidad con la legislación canadiense aplicable en materia de valores, el evaluador independiente de reservas de la Compañía ha utilizado los precios y costos previstos para estimar las reservas y los futuros flujos de efectivo netos divulgados por la Compañía. Los futuros flujos de efectivo netos reales se verán afectados por otros factores, como los niveles de producción real, la oferta y la demanda de petróleo y gas natural, las reducciones o aumentos del consumo por parte de los compradores de petróleo y gas natural, los cambios en la regulación gubernamental o en los impuestos, y el impacto de la inflación en los costos.

La producción real y los flujos de efectivo derivados de las reservas de petróleo y gas natural de la Compañía diferirán de las estimaciones contenidas en la evaluación de reservas, y dichas variaciones podrían ser significativas. La evaluación de reservas se basa en parte en el supuesto éxito de las actividades que la Compañía pretende emprender en los próximos años. Las reservas y los flujos de efectivo estimados que se derivarán de ellas y que figuran en la evaluación de reservas se reducirán en la medida en que dichas actividades no alcancen el nivel de éxito previsto en la evaluación de reservas. La evaluación de reservas surte efecto a partir de una fecha específica y, salvo que se indique lo contrario, no se ha actualizado, por lo que no refleja los cambios que se hayan producido en las reservas de la Compañía desde esa fecha.

5.1.8 COMPETENCIA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL

La industria petrolera es competitiva en todas sus fases. La Compañía compite con numerosas entidades en la exploración, el desarrollo, la producción y la comercialización de petróleo y gas natural. Entre los competidores de la Compañía figuran empresas petroleras y de gas natural que disponen de recursos financieros, personal e instalaciones sustancialmente superiores a los de la Compañía. Algunas de estas empresas no sólo exploran, desarrollan y producen petróleo y gas natural, sino que también llevan a cabo operaciones de refinería y comercializan petróleo y gas natural a escala internacional. Como resultado de estas actividades complementarias, algunos de estos competidores pueden disponer de recursos competitivos mayores y más diversos que los de la Compañía. La capacidad de la Compañía para aumentar sus reservas en el futuro dependerá no solo de su capacidad para explorar y desarrollar sus propiedades actuales, sino también de su capacidad para seleccionar y adquirir otras propiedades en producción o prospectos adecuados para perforaciones exploratorias. Los factores competitivos en la distribución y comercialización de petróleo y gas natural incluyen el precio, el proceso, los métodos y la fiabilidad de la entrega y el almacenamiento.

5.1.9 RIESGOS DE EXPLORACIÓN, DESARROLLO Y PRODUCCIÓN

Las operaciones de petróleo y gas natural conllevan numerosos riesgos que ni siquiera una combinación de experiencia, conocimientos y una evaluación minuciosa podría superar. El éxito comercial a largo plazo de la Compañía depende de su capacidad para encontrar, adquirir, desarrollar y producir comercialmente reservas de petróleo y gas natural. Sin la incorporación continua de nuevas reservas, las reservas existentes de la Compañía y la producción derivada de ellas disminuirán con el tiempo a medida que la Compañía explote dichas reservas. El aumento futuro de las reservas de la Compañía dependerá tanto de su capacidad para explorar y desarrollar sus propiedades actuales como de su capacidad para seleccionar y adquirir propiedades en producción o prospectos adecuados. No hay garantía de que la Compañía pueda seguir encontrando propiedades satisfactorias para adquirir o en las que participar. Además, la gerencia puede determinar que los mercados actuales, los términos de adquisición, las condiciones de participación o las condiciones de fijación de precios hacen que las posibles adquisiciones o participaciones no sean rentables. Tampoco hay garantía de que la Compañía descubra o adquiera cantidades comerciales adicionales de petróleo y gas natural.

La futura exploración de petróleo y gas natural puede implicar esfuerzos no rentables derivados de pozos secos, así como de pozos que son productivos pero que no generan suficientes sustancias petrolíferas para obtener ganancias después de cubrir los costos de perforación, terminación (incluyendo la fracturación hidráulica), operación y otros. La terminación de un pozo no garantiza la rentabilidad de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, terminación y operación.

La Compañía está expuesta a un alto nivel de riesgo de exploración. Las reservas probadas actuales y futuras de la Compañía (en la medida en que se hayan descubierto o adquirido) disminuirán a medida que se extraigan las reservas de sus propiedades, a menos que la Compañía pueda adquirir o desarrollar nuevas reservas. La actividad de exploración, desarrollo o adquisición de reservas exige mucho capital y está sujeta a numerosas estimaciones e interpretaciones de datos geológicos y geofísicos. No se puede garantizar que las futuras actividades de exploración, desarrollo y adquisición de la Compañía den lugar a adiciones materiales de reservas probadas. Para gestionar este riesgo, en la medida de lo posible, Parex cuenta con geólogos y geofísicos altamente experimentados y utiliza tecnología como la sísmica 3D como herramienta de exploración principal, y centra sus esfuerzos de exploración en cuencas conocidas por su

producción de hidrocarburos. Además, la Compañía adopta un enfoque de portafolio para la exploración, distribuyendo los sitios de perforación entre diferentes bloques de exploración y cuencas geológicas, y centrándose en múltiples tipos de yacimientos. La Compañía también puede optar por mitigar el riesgo de exploración mediante adquisiciones que podrían requerir la obtención de fondos.

Los riesgos de perforación, los daños al medio ambiente y las diversas condiciones operativas de los yacimientos podrían aumentar considerablemente el costo de las operaciones y afectar adversamente la producción de los pozos con éxito. Las condiciones operativas de los yacimientos incluyen, entre otras, los retrasos en la obtención de autorizaciones o consentimientos gubernamentales, el cierre de pozos debido a condiciones meteorológicas extremas, una capacidad insuficiente de almacenamiento o transporte, o condiciones geológicas y mecánicas, la disponibilidad y la capacidad para adquirir los suministros de agua necesarios para la perforación, la fracturación hidráulica y la inyección de agua, o la capacidad de la Compañía para eliminar el agua utilizada o extraída de los estratos a un costo razonable y de conformidad con las regulaciones ambientales aplicables. Aunque una supervisión diligente de los pozos, unas operaciones de mantenimiento eficaces y el desarrollo de tecnologías de recuperación mejorada del petróleo pueden contribuir a maximizar los índices de producción a lo largo del tiempo, no es posible eliminar los retrasos y caídas de producción derivados de las condiciones operativas normales de los yacimientos, lo cual puede afectar adversamente los niveles de ingresos y de flujo de efectivo en diversos grados.

Las operaciones de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural están sujetas a todos los riesgos y peligros típicamente asociados a dichas operaciones, incluyendo, sin limitarse a, fallas en los equipos, incendios, explosiones, reventones, formación de cráteres, fugas de gas ácido, derrames y otros peligros ambientales. Estos riesgos y peligros típicos podrían provocar daños significativos en los pozos de petróleo y gas natural, las instalaciones de producción, otros bienes y el medio ambiente, y causar lesiones personales o poner en peligro la fauna y el medio ambiente.

En particular, la Compañía puede explorar y producir gas natural ácido en determinadas zonas. Una fuga accidental de gas natural ácido podría provocar lesiones personales, la muerte o daños materiales, y podría requerir la evacuación de zonas pobladas, lo que podría suponer una responsabilidad para la Compañía. Además, es difícil proyectar los costos de ejecución de cualquier programa de perforación exploratoria debido a las incertidumbres inherentes a la perforación en formaciones desconocidas, los costos asociados al encuentro de diversas condiciones de perforación, como zonas sobrepresurizadas, cambios en los planes y ubicaciones de perforación como resultado de pozos exploratorios anteriores o datos sísmicos adicionales y sus interpretaciones, y los riesgos y peligros descritos anteriormente. No hay garantías de que los gastos realizados por Parex en futuras actividades de exploración o desarrollo den lugar a descubrimientos de yacimientos de petróleo o gas natural que sean viables desde el punto de vista comercial o económico.

Las operaciones de producción de petróleo y gas natural también están sujetas a todos los riesgos típicamente asociados a tales operaciones, incluyendo el encuentro con formaciones o presiones inesperadas, el agotamiento prematuro de los yacimientos y la intrusión de agua en las formaciones en producción. Las pérdidas resultantes de la materialización de cualquiera de estos riesgos podrían tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía.

Como es habitual en la industria, la Compañía no cuenta con una cobertura total contra todos los riesgos, ni todos los riesgos son asegurables. Aunque la Compañía mantiene un seguro de responsabilidad civil y un seguro contra la interrupción del negocio por un monto que considera acorde con las prácticas de la industria, las responsabilidades asociadas a determinados riesgos podrían superar los límites de las pólizas o no estar cubiertas. En cualquiera de estos casos, la Compañía podría incurrir en costos significativos.

5.1.10 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN, PROCESAMIENTO Y TRANSPORTE

La Compañía entrega sus productos a través de sistemas de recolección, procesamiento, transporte y almacenamiento, algunos de los cuales no son de su propiedad. La cantidad de petróleo y gas natural que la Compañía puede producir y vender está sujeta a la accesibilidad, disponibilidad, proximidad y capacidad de estos sistemas de recolección, procesamiento, transporte y almacenamiento. La falta de disponibilidad de capacidad en cualquiera de los sistemas de recolección, procesamiento, transporte y almacenamiento podría dar lugar a que la Compañía no pueda aprovechar todo el potencial económico de su producción o a una reducción del precio ofrecido por la producción de la Compañía. Actualmente, la Compañía produce petróleo en múltiples cuencas en Colombia y depende en gran medida del sistema de oleoductos de Ocensa. Aunque en Colombia se han llevado a cabo ampliaciones de oleoductos ocasionalmente, la falta de capacidad firme de los oleoductos podría limitar la capacidad para producir y comercializar petróleo y gas natural. Cualquier cambio significativo en los factores de mercado u otras condiciones que afecten estos sistemas e instalaciones de infraestructura, así como cualquier retraso en la construcción de nuevos sistemas e instalaciones de infraestructura, podría perjudicar el negocio de la Compañía y, a su vez, la situación financiera, resultados de operaciones y flujo de fondos generado por las operaciones de la Compañía.

La infraestructura de oleoductos y transporte en Colombia ha estado históricamente sujeta a alteraciones operativas, entre las que se incluyen cortes provocados por actividades de mantenimiento, problemas de integridad, derivaciones fraudulentas e incidentes relacionados con la seguridad, como ataques a la infraestructura. Cualquiera de estos eventos podría provocar interrupciones temporales o prolongadas de las operaciones de Parex.

Toda la producción de petróleo de la Compañía destinada a la exportación se entrega en instalaciones de embarque propiedad de terceros sobre las que la Compañía no tiene control. De vez en cuando, estas instalaciones pueden interrumpir o reducir sus operaciones, ya sea debido a las necesidades normales de mantenimiento o a eventos imprevistos.

Una interrupción o reducción de las operaciones podría afectar adversamente de manera material la capacidad de la Compañía para procesar su producción y entregarla para la venta. Las paradas imprevistas o la reducción de la capacidad de los oleoductos o de los sistemas de almacenamiento, ya sea por trabajos de mantenimiento o de control de la integridad, o debido a medidas adoptadas por los organismos reguladores, también podrían afectar la producción, operaciones y resultados financieros de la Compañía.

5.1.11 TRANSPORTE POR CAMIÓN Y BARCAZA PARA EVACUAR UNA PARTE DE LA PRODUCCIÓN

Aunque la mayor parte de la producción de la Compañía se evacua a través de la red de oleoductos de Colombia, una parte de la producción de Parex se transporta por camión y, en ciertos casos, por barcaza.

Las operaciones de transporte por camión y barcaza están sujetas a riesgos que no afectan en la misma medida la producción conectada a oleoductos, como la disponibilidad limitada de contratistas, conductores y equipos; las condiciones adversas de las carreteras, el clima y los ríos; y la congestión en las estaciones de descarga y las terminales de exportación. También conllevan mayores riesgos en materia de seguridad y medio ambiente, tales como accidentes de tránsito, incidentes marítimos, derrames e incendios, así como bloqueos de carreteras, disturbios civiles, cobros ilegales, extorsión, sabotaje y robos asociados a grupos armados ilegales y organizaciones delictivas que operan en las zonas de actividad de la Compañía. Cualquiera de estos factores podría dar lugar a retrasos, reducciones en la producción, un aumento de costos, responsabilidades ambientales, acciones regulatorias o judiciales, multas, daños a la reputación o la suspensión de las actividades de evacuación de la Compañía, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera, resultados de operaciones, flujos de efectivo y perspectivas de la Compañía.

5.1.12 DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y ACCESO

Las actividades de exploración, desarrollo y operación de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de equipos de perforación y otros equipos afines de terceros contratistas, así como de personal calificado y capacitado para utilizar dichos equipos en las zonas donde se llevarán a cabo dichas actividades. La demanda de este tipo de equipos tan limitados y de personal calificado, o las restricciones de acceso, pueden afectar la disponibilidad de dichos equipos y personal calificado para la Compañía y retrasar las actividades de exploración y desarrollo.

5.1.13 SUMINISTRO DE ENERGÍA

Varios de los campos en producción de la Compañía están conectados a la red de transmisión nacional y dependen de su expansión y fiabilidad para mantener niveles de producción estables. El mercado nacional de electricidad es volátil debido a los cambios hidrológicos y a la disponibilidad de combustibles (gas natural, diésel, etc.), lo que genera incertidumbre en los precios de la energía. Si la energía dejara de estar disponible o resultara difícil de obtener, los resultados de operaciones y situación financiera de la Compañía podrían verse afectados de forma adversa. Debido a la sequía provocada por El Niño en toda Colombia, la disminución de la generación de energía hidroeléctrica provocó un aumento en los costos de electricidad, lo que se tradujo en mayores gastos operativos durante el año pasado.

La Compañía lleva a cabo determinados programas de inyección de agua, que consisten en inyectar agua u otros líquidos en un yacimiento de petróleo para aumentar la producción del yacimiento y minimizar las caídas de producción. Para realizar dichas actividades de inyección de agua, la Compañía necesita tener acceso a volúmenes suficientes de agua u otros líquidos para bombearlos al yacimiento y aumentar la presión en el mismo. No existe certeza de que la Compañía tendrá acceso a los volúmenes de agua requeridos.

Además, en algunas zonas puede haber restricciones en el uso del agua para actividades, como la inyección de agua. Si la Compañía no puede acceder a dicha agua, es posible que no pueda llevar a cabo actividades de inyección de agua, lo que podría reducir la cantidad de petróleo y gas natural que la Compañía pueda producir finalmente de sus yacimientos. Además, la Compañía podría emprender ciertos programas de inyección de agua que, en última instancia, resulten infructuosos para aumentar la producción del yacimiento y, como resultado, tengan un impacto negativo en los resultados de las operaciones de la Compañía.

5.1.14 GESTIÓN DEL AGUA Y PROGRAMAS DE INYECCIÓN DE AGUA

Parex produce agua como parte de sus operaciones. Teniendo en cuenta la naturaleza de los yacimientos, los niveles de producción de agua que la Compañía debe gestionar pueden aumentar en el futuro. Para alcanzar los objetivos de producción de petróleo y gas y evitar cualquier restricción de la producción en el futuro, Parex deberá garantizar la capacidad necesaria para gestionar los niveles de agua. Los factores que podrían provocar una posible limitación en la producción de crudo de la Compañía debido al aumento de los niveles de producción de agua son: (i) una gestión ineficaz de los proyectos de las instalaciones requeridas, (ii) la capacidad de la Compañía y de sus socios para obtener a tiempo los permisos ambientales relacionados con la gestión del agua, (iii) las interacciones sociales y comunitarias que podrían afectar el desarrollo y la operación de estos proyectos, y (iv) la disponibilidad de capital para ejecutar los proyectos requeridos.

5.1.15 SISTEMAS DE TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y CIBERSEGURIDAD

La Compañía depende cada vez más de la disponibilidad, capacidad, fiabilidad y seguridad de su infraestructura de tecnología de la información y de su capacidad para ampliar y actualizar continuamente esta infraestructura, para llevar a cabo las operaciones diarias. La Compañía depende de diversos sistemas de tecnología de la información para estimar las cantidades de reservas, procesar y registrar datos financieros, gestionar su base de terrenos, administrar los recursos financieros, analizar la

información sísmica, gestionar sus contratos con sus operadores y arrendatarios, y comunicarse con los empleados y socios externos.

Además, la Compañía está sujeta a una variedad de riesgos de tecnología de la información y de sistemas como parte de sus operaciones, incluyendo posibles averías, intrusiones, virus, ataques cibernéticos, fraudes cibernéticos, violaciones de la seguridad, así como la destrucción o interrupción de los sistemas de tecnología de la información de la Compañía por parte de terceros o de personal interno. El acceso no autorizado a estos sistemas por parte de empleados o terceros podría dar lugar a la corrupción o divulgación de información confidencial, fiduciaria o de propiedad exclusiva, a la interrupción de las comunicaciones o las operaciones, o a la alteración de las actividades empresariales de la Compañía o de su posición competitiva.

Los ataques de *phishing* (es decir, intentos fraudulentos de obtener información sensible como contraseñas, datos financieros o fondos) son cada vez más sofisticados. Un ataque exitoso podría provocar la pérdida de recursos financieros, el robo de datos críticos o comprometer la infraestructura tecnológica de la Compañía. Los empleados son objetivos frecuentes, a menudo a través de correos electrónicos que parecen legítimos pero dirigen a los destinatarios a sitios web fraudulentos, solicitan información confidencial o instalan programas maliciosos como “troyanos”.

Las redes sociales se utilizan cada vez más como vehículo para llevar a cabo ataques de *phishing*. La información publicada en sitios de redes sociales con fines comerciales o personales puede ser utilizada por atacantes para obtener acceso a los sistemas de la Compañía y obtener información confidencial. Sin embargo, a medida que aumenta la influencia de las redes sociales y se generaliza el acceso a estas plataformas, existen riesgos significativos de que la Compañía no pueda regular adecuadamente su uso ni conservar registros adecuados de las actividades empresariales y las comunicaciones con los clientes que se llevan a cabo a través de dichas plataformas.

La Compañía mantiene políticas y procedimientos que abordan e implementan protocolos para los empleados con respecto a las comunicaciones electrónicas y los dispositivos electrónicos, y lleva a cabo evaluaciones anuales de riesgos de ciberseguridad. La Compañía también emplea protección de cifrado para su información confidencial en todas las computadoras y otros dispositivos electrónicos. A pesar de los esfuerzos de la Compañía por mitigar dichos ataques de *phishing* mediante la educación y la capacitación, las actividades de *phishing* siguen siendo un problema grave que puede dañar su infraestructura de tecnología de la información. La Compañía aplica controles técnicos y de procesos conforme a los estándares aceptados por la industria para proteger sus activos y sistemas de información, incluyendo un plan de respuesta a incidentes por escrito para responder a un incidente de ciberseguridad. Sin embargo, es posible que estos controles no prevengan adecuadamente las violaciones de ciberseguridad. La alteración de los servicios críticos de tecnología de la información, o las violaciones de la seguridad de la información, podrían tener un efecto negativo en el desempeño y las ganancias de la Compañía, así como en su reputación, y es posible que los daños sufridos no estén cubiertos adecuadamente por la cobertura de seguro actual de la Compañía, o que no estén cubiertos en absoluto. Es difícil cuantificar la materialidad de cualquier evento de este tipo, pero, en determinadas circunstancias, podría ser material y tener un efecto material adverso en la actividad, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

Los sistemas de TI de la Compañía pueden incorporar inteligencia artificial (“**IA**”), y el desarrollo de estas capacidades está en curso. La IA introduce riesgos y consecuencias imprevistas que podrían afectar la adopción y las operaciones empresariales. Los algoritmos y los métodos de capacitación pueden presentar fallas, y confiar en la IA sin las medidas de seguridad adecuadas puede dar lugar a resultados inexactos o a vulnerabilidades operativas.

La IA también supone riesgos para la privacidad de los datos, la ciberseguridad y la propiedad intelectual. Su uso inadecuado podría dar lugar a la divulgación no autorizada de información confidencial o a resultados que infrinjan derechos de autor, patentes o derechos de privacidad. Dado que los marcos jurídicos y regulatorios de la IA siguen siendo inciertos, las futuras obligaciones de cumplimiento podrían imponer costos significativos o limitar la capacidad de la Compañía para integrar herramientas de IA.

5.1.16 RIESGOS DE SEGURIDAD DE DATOS

La protección de los datos de clientes, empleados y la empresa es fundamental para el negocio de la Compañía. El entorno regulatorio en Canadá y Colombia en torno a la seguridad de la información y la privacidad es cada vez más exigente, con la frecuente imposición de requisitos nuevos y cambiantes. Cierta legislación exige que los documentos se destruyan de forma segura para evitar la usurpación de identidad y la divulgación involuntaria de información confidencial y sensible. Una filtración grave de datos de clientes, empleados o la empresa podría atraer una atención considerable de los medios de comunicación, dañar las relaciones con clientes y la reputación de la Compañía, y provocar pérdidas de ventas, multas o demandas judiciales. Además, un número cada vez mayor de países han introducido y/o reforzado la aplicación de leyes integrales de protección de la privacidad, o se prevé que lo hagan. El énfasis constante en la seguridad de la información, así como la creciente preocupación por la vigilancia gubernamental, pueden llevar a los clientes a solicitar a la Compañía que adopte medidas adicionales para reforzar la seguridad y/o asumir una mayor responsabilidad en virtud de sus contratos. Como resultado de las iniciativas legislativas y las exigencias de los clientes, es posible que la Compañía tenga que modificar sus operaciones para mejorar aún más la seguridad de los datos. Cualquier modificación de este tipo puede dar lugar a un aumento de los gastos y de la complejidad operativa, y afectar adversamente su reputación, negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

5.1.17 DEPENDENCIA DE UNA FUERZA LABORAL CALIFICADA Y PERSONAL CLAVE

Las operaciones y la gestión de la Compañía requieren la contratación y retención de una fuerza laboral calificada, incluyendo ingenieros, personal técnico y otros profesionales. La pérdida de miembros clave de dicha fuerza laboral, o de una parte sustancial de la misma en su conjunto, podría resultar en la imposibilidad de implementar los planes de negocio de la Compañía, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía.

La competencia por personal calificado en la industria del petróleo y el gas natural es intensa y no puede garantizarse que la Compañía pueda seguir atrayendo y reteniendo a todo el personal necesario para el desarrollo y la operación de su negocio. Es probable que las contribuciones del equipo directivo actual a las operaciones inmediatas y a corto plazo de la Compañía sean de importancia fundamental. Además, algunos de los empleados actuales de la Compañía pueden poseer conocimientos institucionales significativos que deben transferirse a otros empleados antes de su salida de la fuerza laboral. Si la Compañía no puede retener a los empleados actuales, completar con éxito transferencias de conocimiento efectivas y/o contratar a nuevos empleados con los conocimientos y la experiencia necesarios, la Compañía podría verse afectada negativamente. Además, la Compañía podría experimentar un aumento en los costos para retener y contratar a estos profesionales. Los Inversionistas deben basarse en la capacidad, experiencia, juicio, discreción, integridad y buena fe de la gerencia de la Compañía.

5.1.18 RELACIONES LABORALES

La Compañía opera en un país que cuenta con grandes empresas de petróleo y gas patrocinadas por el Estado o de propiedad mayoritaria estatal que tradicionalmente han empleado personal sindicalizado, y la sucursal de Sabana Colombia. está sindicalizada. En ocasiones, los sindicatos pueden intentar interrumpir o amenazar con interrumpir las operaciones de campo y las actividades de transporte de petróleo crudo de sus empleadores, lo que puede afectar directa o indirectamente las operaciones de la Compañía.

Además, en el ámbito legislativo en Colombia, se decretaron nuevas regulaciones laborales durante 2025 y 2026, y es posible que se decreten regulaciones adicionales en 2026. En particular, el 25 de junio de 2025, Colombia promulgó la Ley 2466, una reforma laboral de fondo que reconfigura significativamente el panorama laboral al reforzar las protecciones de los trabajadores y modernizar las prácticas laborales. Entre los aspectos clave de esta reforma se incluyen los contratos de duración indefinida como norma general, con límites más estrictos para los contratos de duración definida, una definición ampliada del trabajo nocturno a partir de las 7:00 p. m. (antes a las 9:00 p. m.), lo que aumenta el número de horas sujetas a un recargo del 35% por trabajo nocturno, un aumento gradual del recargo por trabajar en días de

descanso obligatorio y días festivos del 75% al 100% para julio de 2027, cuotas obligatorias para la contratación de personas con discapacidad aplicables a empresas con 500 o más empleados, la redefinición de los contratos de aprendizaje como contratos laborales especiales de duración definida con mayores obligaciones en materia de remuneración y seguridad social, mayores derechos para los trabajadores de plataformas y de trabajos esporádicos, procedimientos disciplinarios obligatorios y protecciones más amplias contra la discriminación, así como nuevas obligaciones en materia de teletrabajo, incluyendo subsidios de conectividad. La reforma ha aumentado los costos laborales y los requisitos de cumplimiento para los empleadores que operan en Colombia, incluyendo las empresas del sector de petróleo y gas. Además, otras leyes propuestas cubren áreas como la externalización/subcontratación (restricción de la prestación de servicios por parte de terceros); parámetros sobre el uso de contratos de servicios; y contratación local de fuerza laboral en los municipios donde se llevan a cabo proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, entre otras.

Por otra parte, se expidió el Decreto 236 de 2026, que reglamenta las convenciones colectivas de trabajo multinivel, permitiendo la extensión de los beneficios de una convención colectiva a todas las empresas pertenecientes a una industria o sector económico, independientemente de que tengan o no trabajadores sindicalizados. Aunque varios de estos decretos ya han sido o serán demandados por inconstitucionales, cabe esperar un aumento de los costos mientras se resuelve definitivamente su ilegalidad.

Parex no puede asegurar el contenido de ninguna legislación final ni que esta no vaya a tener un efecto adverso sobre sus operaciones y situación financiera.

5.1.19 COSTO DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

La industria petrolera se caracteriza por rápidos e importantes avances tecnológicos y por la introducción de nuevos productos y servicios que utilizan nuevas tecnologías. Otras empresas petroleras pueden disponer de mayores recursos financieros, técnicos y de personal que les proporcionen ventajas tecnológicas y les permitan, en el futuro, implementar nuevas tecnologías antes que la Compañía. No hay garantía de que la Compañía pueda hacer frente a esas presiones competitivas e implementar dichas tecnologías a tiempo o a un costo aceptable. Si la Compañía implementa tales tecnologías, no hay garantía de que lo haga con éxito. Una o varias de las tecnologías que utiliza actualmente la Compañía o que implemente en el futuro pueden quedar obsoletas. En tal caso, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados de manera adversa y material. Si la Compañía no es capaz de utilizar la tecnología más avanzada disponible en el mercado, o no tiene éxito en la implementación de determinadas tecnologías, su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones también podrían verse afectados adversamente, posiblemente de forma material.

5.1.20 POSIBLES CONFLICTOS DE INTERÉS

Existen posibles conflictos de intereses a los que estarán sujetos algunos de los directores y funcionarios de la Compañía en relación con las operaciones de la misma. Algunos de los directores y funcionarios se dedican y seguirán dedicándose a la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas natural, tanto en nombre propio como en nombre de otras empresas, y pueden darse situaciones en las que los directores y funcionarios entren en competencia directa con la Compañía. Los posibles conflictos de intereses que surjan estarán sujetos y se regirán por los procedimientos establecidos en la ABCA, los cuales exigen que un director o funcionario de una empresa que sea parte, o que sea director o funcionario de, o que tenga una participación significativa en cualquier persona que sea parte de, un contrato material o un contrato material propuesto con la Compañía, revele sus intereses y se abstenga de votar sobre cualquier asunto relacionado con dicho contrato, salvo que la ABCA permita lo contrario.

5.2 RIESGOS REGULATORIOS, POLÍTICOS Y GEOPOLÍTICOS

5.2.1 CAMBIOS EN EL GOBIERNO Y CAMBIOS POLÍTICOS

Los cambios políticos, legales y regulatorios en Canadá, Estados Unidos, Colombia y otros países pueden afectar las operaciones y el desempeño comercial de la Compañía. En 2024 se llevaron a cabo elecciones

nacionales en varias de las mayores economías del mundo, como Japón, India, la Unión Europea, Francia, Reino Unido, México y Estados Unidos. En 2025 se llevaron a cabo elecciones adicionales en Canadá y Alemania.

En Colombia, se celebraron elecciones legislativas y presidenciales en 2026. Como resultado del proceso electoral presidencial, se eligieron un nuevo Presidente y Vicepresidente, habiendo el Consejo Nacional Electoral (CNE) declarado formalmente su elección para el período constitucional 2026–2030. El nuevo gobierno nacional asumió el cargo el 7 de agosto de 2026. El nuevo ciclo político podría conducir a cambios en el enfoque de la política energética, fiscal, ambiental, social y de seguridad, incluyendo posibles modificaciones en las áreas de exploración y producción de hidrocarburos, licencias ambientales, regalías, consulta previa, relaciones con las comunidades, supervisión administrativa y condiciones de inversión extranjera.

Aunque el resultado electoral reduce la incertidumbre asociada con la identidad del gobierno, persiste la incertidumbre respecto a la composición de las coaliciones de gobierno y oposición, la gobernabilidad del Congreso, la agenda legislativa que promoverá la nueva administración y la rapidez con la que se puedan adoptar o implementar reformas regulatorias o legales relevantes para la industria del petróleo y el gas. La fragmentación política del Congreso colombiano podría dificultar o retrasar la aprobación de reformas, o dar lugar a ajustes, modificaciones o compromisos políticos que afecten el contenido final de las normas aplicables al sector.

En los últimos años, el gobierno nacional de Colombia ha adoptado políticas centradas en acelerar la transición energética, restringir la concesión de nuevos contratos de exploración y aumentar la supervisión ambiental y social del sector de petróleo y gas. El cambio de gobierno en 2026 puede dar lugar a la adopción, modificación o revocación de dichas políticas, y el calendario y el alcance de tales cambios siguen siendo inciertos. Las nuevas prioridades gubernamentales también pueden aumentar el escrutinio público y gubernamental de la industria del petróleo y el gas natural, y contribuir a propuestas regulatorias o legislativas que podrían afectar adversamente a los participantes de la industria.

Estos cambios políticos pueden generar incertidumbre en torno a las futuras políticas gubernamentales, las regulaciones y las relaciones comerciales entre las principales economías mundiales, lo que podría provocar una volatilidad generalizada y una disminución de la confianza de los Inversionistas. Los cambios adversos en las relaciones comerciales entre los gobiernos de Estados Unidos, Canadá, México y/o Colombia en asuntos relacionados con la energía podrían tener un efecto material adverso en la Compañía y su negocio.

En Colombia, los ciclos electorales se han asociado históricamente con periodos de incertidumbre regulatoria, posibles retrasos en las decisiones sobre licencias y permisos, y cambios en el liderazgo de las agencias gubernamentales y en las prioridades administrativas. Además, la formación de nuevas coaliciones en el Congreso tras las elecciones legislativas puede influir en la aprobación de leyes sobre hidrocarburos, medio ambiente, impuestos o regalías, incluyendo la legislación que afecta la inversión extranjera, los requisitos operativos o el marco fiscal aplicable a las actividades de petróleo y gas.

Los acontecimientos políticos, fiscales y regulatorios en Colombia también pueden afectar adversamente el acceso de la Compañía a los mercados de capitales nacionales e internacionales, el costo de financiación de la Compañía y la capacidad de la Compañía para refinanciar el endeudamiento existente en términos aceptables, o incluso para refinanciarlo en absoluto. Teniendo en cuenta las inversiones de la Compañía en Colombia, los cambios en las calificaciones crediticias soberanas, la percepción del riesgo país o las condiciones macroeconómicas podrían traducirse en mayores costos de endeudamiento.

Los cambios en el gobierno, en las políticas gubernamentales o en las regulaciones, los cambios en la legislación o en la interpretación de la jurisprudencia consolidada, la aplicación de nuevos aranceles o la ampliación de los ya existentes sobre productos exportados y/o importados, la oposición del gobierno o u otros actores políticos a las actividades industriales en general o a proyectos específicos, y la ampliación de los plazos de revisión regulatoria y los requisitos de consulta a terceros, podrían tener un impacto en las operaciones actuales y en los proyectos previstos de la Compañía. Esto incluye medidas adoptadas

por organismos reguladores u otros actores políticos para retrasar o denegar las licencias y permisos necesarios para las actividades de la Compañía, o para restringir el funcionamiento de la infraestructura y las cadenas de suministro de terceros de las que dependemos.

Un cambio en los gobiernos federal, provinciales o municipales de Canadá, o en los gobiernos nacional, departamentales o municipales de Colombia, puede tener un impacto en las decisiones adoptadas por dichos gobiernos en asuntos que pueden afectar la industria del petróleo y gas natural, incluyendo el equilibrio entre el desarrollo económico y la política ambiental. La industria del petróleo y gas natural se ha convertido en un tema cada vez más polarizado políticamente en Canadá y Colombia, lo que ha dado lugar a un mayor escrutinio de las empresas de petróleo y gas en Canadá, y a un aumento de la desobediencia civil en Colombia en torno al desarrollo del petróleo y el gas natural, en particular con respecto a los proyectos de infraestructura. Las protestas, bloqueos y manifestaciones tienen el potencial de retrasar y afectar las actividades de la Compañía.

5.2.2 RIESGO DE LAS OPERACIONES EN EL EXTRANJERO

Las operaciones de Parex pueden verse afectadas adversamente por cambios en las políticas y la legislación de gobiernos extranjeros, o por la inestabilidad social y otros factores que no están bajo su control, entre los que se incluyen, entre otros: la nacionalización, expropiación de bienes sin indemnización justa o compensación con valor de mercado, o la renegociación o anulación de concesiones y contratos existentes; la imposición de obligaciones específicas de perforación y el desarrollo y abandono de yacimientos; cambios en las políticas energéticas y ambientales o en el personal que las administra; cambios en las políticas de precios del petróleo y el gas natural; las acciones de los sindicatos nacionales; las fluctuaciones y devaluaciones monetarias; los controles de cambio de divisas; las sanciones económicas; y los aumentos de regalías e impuestos y otros riesgos derivados de la soberanía gubernamental extranjera sobre las zonas en las que se llevarán a cabo las operaciones de Parex, así como los riesgos de pérdidas debido a conflictos civiles, actos de guerra, terrorismo, actividades guerrilleras e insurrecciones. Las operaciones de la Compañía también pueden verse afectadas adversamente por las leyes y políticas de Colombia que afectan el comercio exterior, la tributación del sector de petróleo y gas, y la inversión. Si las operaciones de la Compañía se ven interrumpidas y/o la integridad económica de los proyectos de la Compañía se ve amenazada por motivos imprevistos, su negocio podría verse afectado. Los problemas prolongados pueden amenazar la viabilidad comercial de las operaciones de Parex.

Además, no puede garantizarse que los contratos, licencias, solicitudes de licencia u otros acuerdos legales no se verán afectados adversamente por los cambios en los gobiernos de jurisdicciones extranjeras, las medidas adoptadas por las autoridades gubernamentales u otras entidades, o la eficacia y aplicación de dichos acuerdos.

En caso de que surja una controversia relacionada con las operaciones de Parex en Colombia, es posible que la empresa quede sujeta a la jurisdicción exclusiva de los tribunales colombianos o que no logre someter a personas fuera de Canadá a la jurisdicción de los tribunales de Canadá, ni hacer cumplir sentencias canadienses en dichas jurisdicciones. Asimismo, la doctrina de la inmunidad soberana podría obstaculizar o impedir que Parex haga valer sus derechos frente a organismos gubernamentales. En consecuencia, las actividades de exploración, desarrollo y producción de Parex en Colombia podrían verse sustancialmente afectadas por factores que escapan a su control, lo que podría tener un efecto material adverso sobre Parex.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones fuera de Canadá suelen exigir el cumplimiento de numerosos y extensos procedimientos y trámites. Estos procedimientos y trámites pueden provocar retrasos imprevistos o prolongados en el inicio de actividades empresariales importantes. En algunos casos, el incumplimiento de dichos trámites o la no obtención de las pruebas pertinentes pueden poner en duda la validez de la entidad o de las medidas adoptadas. La gerencia no puede predecir el efecto de los trámites corporativos y regulatorios adicionales que puedan adoptarse en el futuro, incluyendo si cualquiera de dichas leyes o regulaciones aumentaría sustancialmente el costo de hacer negocios de Parex o afectaría las operaciones de la Compañía en cualquier área.

Los activos y operaciones de Parex están ubicados en Colombia, y sus ventas se derivan actualmente de su producción de petróleo crudo y gas natural en Colombia. Por consiguiente, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y regulatorias vigentes en cada momento en Colombia, así como las tasas de cambio entre COP y USD. Las fluctuaciones de las tasas de cambio y las condiciones macroeconómicas en Colombia podrían afectar adversamente los resultados financieros de Parex. Una depreciación o volatilidad sostenida del COP podría incrementar los costos operativos en moneda local en relación con los ingresos en USD, y afectar adversamente los resultados de operaciones.

Si la percepción de una mayor seguridad general en Colombia se deteriora o si el clima de inversión empeora, la economía colombiana podría enfrentarse a tasas de crecimiento inferiores a las registradas recientemente, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex.

5.2.3 EJERCICIO DE LAS FACULTADES DE EXPROPIACIÓN POR PARTE DEL GOBIERNO COLOMBIANO

De conformidad con los artículos 58 y 59 de la Constitución colombiana, el Gobierno colombiano puede ejercer sus facultades de expropiación sobre los activos de Parex por razones de utilidad pública o interés social, según lo defina la ley, y, en caso de guerra, de conformidad con el régimen especial aplicable a las medidas de guerra. De acuerdo con la Ley 388 de 1997, y los artículos 58 y 59 de la Constitución colombiana, la facultad de expropiación puede ejercerse mediante: (i) un proceso judicial ordinario de expropiación, (ii) una expropiación administrativa (excepción legalmente autorizada), o (iii) una expropiación por motivos de guerra—en cuyo caso únicamente para satisfacer sus necesidades; los bienes inmuebles, sin embargo, sólo pueden ser ocupados temporalmente para satisfacer las necesidades de la guerra o para destinar sus productos a ese fin. En la mayoría de los casos, incluyendo las expropiaciones llevadas a cabo en virtud del artículo 58 de la Constitución colombiana, por lo general Parex tendría derecho a una indemnización, que pretende ser “justa” y se determina teniendo en cuenta tanto los intereses de la comunidad como los de la parte afectada. En un escenario de guerra, según el artículo 59 de la Constitución colombiana, la indemnización no puede pagarse por adelantado. Sin embargo, la indemnización puede pagarse en algunos casos años después de la expropiación efectiva del bien. Además, la indemnización puede ser inferior al precio al que se podría vender el bien expropiado en una venta en el mercado libre o al valor del bien como parte de una empresa en funcionamiento. Cualquier ejercicio de las facultades de expropiación podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

5.2.4 CONFLICTOS Y TENSIONES REGIONALES

En Sudamérica se han producido acontecimientos políticos, económicos y de seguridad significativos y en rápida evolución, que pueden agravar la inestabilidad regional y generar incertidumbre para las empresas que operan en Colombia.

En enero de 2026, las fuerzas militares de Estados Unidos llevaron a cabo ataques en Venezuela y capturaron al expresidente Nicolás Maduro, una acción que ha sido ampliamente condenada por algunos organismos internacionales y gobiernos, y que ha contribuido a aumentar las tensiones geopolíticas y la incertidumbre sobre la gobernabilidad y estabilidad de Venezuela. El país está siendo administrado actualmente por un gobierno interino, y aunque se han señalado ciertos compromisos diplomáticos y económicos con gobiernos extranjeros, incluyendo los esfuerzos para reformar el sector de los hidrocarburos de Venezuela para atraer la inversión extranjera, la durabilidad y la eficacia de tales reformas siguen siendo inciertas y están sujetas a riesgos políticos y legales. Las recientes reformas legislativas en Venezuela han introducido medidas para aumentar la participación privada y extranjera en la producción de petróleo y gas. Estas reformas, combinadas con la evolución de las políticas de sanciones y la ampliación de los contratos de concesión de licencias que permiten a las empresas internacionales participar en las actividades energéticas venezolanas, podrían dar lugar a una reactivación o expansión gradual del sector de petróleo y gas de Venezuela. El calendario, la escala y la sostenibilidad de dicha reactivación siguen siendo inciertos y dependen de la estabilidad política, la rehabilitación de las infraestructuras, la disponibilidad de financiación y la evolución regulatoria internacional.

Las tensiones entre Venezuela y Estados Unidos siguen siendo elevadas, y la actividad militar en curso, las medidas relacionadas con las sanciones y las posturas divergentes entre las partes interesadas contribuyen a crear un entorno de seguridad regional incierto. Estos acontecimientos podrían provocar posibles alteraciones del comercio transfronterizo, presiones migratorias o problemas de seguridad a lo largo de la frontera entre Colombia y Venezuela, lo que podría afectar adversamente la economía, las condiciones sociales y el entorno de seguridad general de Colombia. Aunque las reservas y la producción de la Compañía no suelen estar situadas cerca de la frontera entre Colombia y Venezuela, a excepción de los bloques de Capachos y Arauca, cualquier deterioro de la estabilidad regional o de las condiciones de seguridad podría afectar negativamente las operaciones, el entorno empresarial y los resultados financieros de la Compañía.

Además, una recuperación material o una expansión de la producción de petróleo y gas de Venezuela podría aumentar la oferta regional de hidrocarburos, afectando potencialmente la dinámica mundial y regional de precios del crudo, la asignación de inversiones, el acceso al capital, la disponibilidad de servicios petroleros y de mano de obra calificada, y la competitividad relativa de los proyectos de exploración y producción en Colombia. El aumento de la producción y de la capacidad de exportación de Venezuela también podría influir en la utilización de las infraestructuras, las rutas de transporte, el acceso al mercado y la demanda de crudo colombiano por parte de los clientes.

Recientemente, las relaciones entre Colombia y Ecuador se han deteriorado, lo que se ha traducido en medidas arancelarias recíprocas, la suspensión de las exportaciones transfronterizas de electricidad y la imposición por parte de Ecuador de tarifas de transporte considerablemente más elevadas para el crudo colombiano que utiliza la infraestructura de oleoductos ecuatoriana. La evolución de las medidas comerciales bilaterales, los aranceles, las barreras no arancelarias, las fricciones aduaneras o el aumento de la seguridad fronteriza entre Colombia y Ecuador pueden afectar adversamente el negocio de la Compañía al aumentar los costos, retrasar el movimiento de materiales y equipos adquiridos a través de proveedores regionales, limitar la movilidad de la fuerza laboral y los contratistas en las zonas fronterizas, o alterar la logística sobre el terreno en el sur de Colombia, incluyendo el Putumayo, donde opera la Compañía.

Un aumento de las tensiones diplomáticas o de seguridad entre Colombia y los países vecinos podría dar lugar a nuevas restricciones comerciales, cambios regulatorios o alteraciones en las infraestructuras transfronterizas y las cadenas de suministro. La Compañía no puede predecir la naturaleza, el alcance ni la duración de los conflictos geopolíticos o comerciales en la región andina, ni su posible impacto en la infraestructura transfronteriza, las condiciones de seguridad regional o el sector de petróleo y gas en Colombia. Cualquiera de estos acontecimientos podría aumentar los costos operativos, retrasar las actividades de desarrollo, restringir las rutas de evacuación de crudo o afectar adversamente el negocio, situación financiera, resultados de operaciones, reservas o perspectivas de crecimiento de la Compañía.

5.2.5 ACTIVIDAD GUERRILLERA EN COLOMBIA

Colombia sigue experimentando riesgos de seguridad derivados de las actividades de grupos armados ilegales, organizaciones insurgentes y grupos delictivos, muchos de los cuales se financian con el narcotráfico y otras economías ilícitas. Estos grupos operan en diversas regiones de Colombia, incluyendo zonas cercanas a las fronteras con Venezuela y Ecuador, y a lo largo de corredores de transporte y rutas fluviales clave, y periódicamente se enfrentan en conflicto armado entre sí y con las fuerzas de seguridad gubernamentales. La violencia y los impactos humanitarios asociados a estos conflictos, como el desplazamiento de la población local, los secuestros, los paros armados, las restricciones a la movilidad y las medidas de control social, se han producido en varios departamentos, como Norte de Santander, Arauca, Chocó, Cauca y partes de la región amazónica. Algunas de las operaciones, rutas de transporte y áreas de interés de la Compañía están situadas en regiones donde operan grupos armados ilegales, o cerca de ellas, lo que expone a la Compañía a mayores riesgos operativos, de seguridad y sociales.

El gobierno colombiano ha puesto en marcha diversas iniciativas de seguridad y paz, entre las que se incluyen negociaciones, acuerdos de alto al fuego y operaciones militares dirigidas contra grupos armados ilegales, como el Ejército de Liberación Nacional (ELN), las Disidencias de las FARC (incluyendo facciones como el Estado Mayor Central y la Segunda Marquetalia) y las Autodefensas Gaitanistas de Colombia

(AGC), entre otros. Estas iniciativas han dado resultados desiguales y, en ocasiones, se han suspendido o modificado debido a la reanudación de las hostilidades o a dificultades para su cumplimiento. Los acuerdos de alto al fuego suelen tener una duración limitada, abarcan solo una parte del territorio y plantean dificultades en cuanto a su verificación y cumplimiento, y pueden suspenderse o rescindirse con un preaviso limitado. Las recientes restricciones presupuestarias pueden afectar la capacidad del gobierno para mantener la seguridad en ciertas regiones.

Los cambios en la política de seguridad de los gobiernos, los resultados de las negociaciones de paz o las operaciones militares pueden provocar fluctuaciones en los niveles de violencia, restricciones a la movilidad o cambios en la presencia estatal en determinadas regiones, lo que podría afectar las actividades de exploración, desarrollo, producción o transporte de petróleo y gas natural. La implementación de los acuerdos de paz conlleva riesgos que pueden afectar las operaciones de la Compañía, incluyendo un aumento de la actividad delictiva en áreas urbanas, reclamaciones de restitución de tierras, áreas con minas antipersona y el fortalecimiento de grupos de presión social en las regiones donde opera Parex.

Los grupos armados ilegales y las organizaciones criminales han atacado históricamente, y podrían seguir atacando en el futuro, a los actores del sector energético, así como a las infraestructuras y los servicios logísticos relacionados. Estos grupos pueden participar en actividades como extorsión, exacción ilegal, sabotaje de oleoductos e instalaciones, interferencia con contratistas o proveedores, robo de hidrocarburos o equipos, bloqueos (incluyendo bloqueos de carreteras y puestos de control ilegales), o amenazas o violencia dirigidas a empleados, contratistas o comunidades locales. Estas actividades podrían provocar interrupciones operativas, cierres de pozos, pérdidas o daños materiales, retrasos en los programas de perforación o desarrollo, un aumento de los costos de seguros, seguridad y participación comunitaria, así como posibles daños al personal.

Parex ha experimentado problemas de seguridad y conflictos de carácter social en ciertas áreas de sus operaciones. En enero de 2024, Parex paralizó las operaciones en el bloque Capachos y detuvo las operaciones de perforación y pruebas en el bloque Arauca debido a protestas sociales. Las operaciones se reanudaron en febrero de 2024. En noviembre de 2024, Parex volvió a paralizar las operaciones en el bloque Capachos debido a factores sociales, reanudándose las operaciones en diciembre de 2024. A la fecha de este AIF, se han reanudado las operaciones en los bloques Capachos y Arauca; sin embargo, no se puede garantizar que no vuelvan a producirse alteraciones similares o más graves, incluyendo aquellas derivadas de la actividad de grupos armados, disturbios comunitarios, disputas territoriales entre grupos armados ilegales u operaciones de seguridad del gobierno, ni que estas no afecten otras zonas en las que la Compañía opera.

Las condiciones de seguridad en Colombia pueden mejorar o deteriorarse con el tiempo y son difíciles de predecir. La persistencia o el aumento de los problemas de seguridad podrían afectar adversamente la capacidad de la Compañía para llevar a cabo operaciones de forma segura, proteger al personal y los activos, mantener las cadenas de suministro y las rutas de transporte, obtener o mantener los permisos o el apoyo de la comunidad, y ejecutar sus planes de negocio y desarrollo, incluyendo el cumplimiento de las previsiones de producción, costos y gastos de capital. Estos riesgos podrían tener efectos materiales adversos en las operaciones, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

5.2.6 RELACIONES DE ESTADOS UNIDOS CON COLOMBIA

Colombia es uno de los países cuyos avances en la lucha contra la producción y el tránsito de drogas ilegales están sujetos a una certificación anual por parte del presidente de los Estados Unidos de América. En septiembre de 2025, Estados Unidos revocó la certificación de Colombia, pero concedió una exención por interés nacional. No hay garantía de que, en el futuro, Colombia vaya a recibir la certificación o una exención por interés nacional. La no obtención de la certificación o de una exención por interés nacional puede dar lugar a lo siguiente:

- se suspendería toda la ayuda bilateral, excepto la destinada a la lucha contra el narcotráfico y la ayuda humanitaria;

- el Banco de Exportación-Importación de Estados Unidos y la Corporación Financiera de Desarrollo Internacional de Estados Unidos no aprobarían la financiación de nuevos proyectos en Colombia;

- los representantes estadounidenses de instituciones multilaterales de crédito tendrían que votar en contra de todas las solicitudes de préstamo de Colombia, aunque dichos votos no constituirían veto; y

- el Presidente de Estados Unidos y el Congreso conservarían el derecho de aplicar futuras sanciones comerciales.

Cada una de estas consecuencias podría tener consecuencias económicas adversas en Colombia y podría aumentar aún más los riesgos políticos y económicos asociados con las operaciones allí. Las recientes medidas estadounidenses, como la imposición de un arancel global a la mayoría de las importaciones, ya han aumentado las fricciones comerciales bilaterales. El 20 de febrero de 2026, la Corte Suprema de Estados Unidos ("**SCOTUS**") sostuvo que la administración Trump carecía de autoridad legal para imponer ciertos aranceles en virtud de la Ley de Poderes Económicos de Emergencia Internacional, y la Oficina de Aduanas y Protección Fronteriza de Estados Unidos anunció que dejaría de cobrar los aranceles afectados. En respuesta a la decisión del SCOTUS, la administración Trump ha impuesto aranceles alternativos y adoptado otras medidas comerciales respecto a sus socios comerciales. La decisión del SCOTUS y la respuesta de la administración Trump añaden más incertidumbre sobre si las exportaciones de petróleo crudo, gas natural y liquido de gas natural a los Estados Unidos podrían finalmente estar sujetas a aranceles u otras medidas comerciales. El impacto de los aranceles continuos o nuevos, u otras medidas comerciales, sobre la Compañía es incierto.

Los lazos bilaterales también se han tensado debido a las diferencias políticas en materia de control de drogas y política exterior, y las autoridades estadounidenses han impuesto restricciones de visado y otras medidas a ciertos funcionarios colombianos. Cualquier cambio en los ocupantes de cargos públicos significativos podría tener consecuencias adversas en la relación de Parex Colombia con la ANH y en la capacidad del gobierno colombiano para controlar las actividades de la guerrilla, y podría agravar los factores relacionados con las operaciones en el extranjero de las subsidiarias de Parex. La ayuda exterior de Estados Unidos a Colombia ha sufrido recientemente interrupciones, recortes y condiciones adicionales, lo que podría afectar aún más la cooperación en materia de seguridad y los programas de desarrollo que sustentan las condiciones operativas en Colombia.

Cualquier sanción impuesta a Colombia por el gobierno de Estados Unidos podría amenazar la capacidad de las subsidiarias de Parex para obtener la financiación necesaria para desarrollar sus propiedades colombianas y complicar el acceso a la compensación en USD, las relaciones bancarias y los seguros. En octubre de 2025, la Oficina de Control de Activos Extranjeros de Estados Unidos incluyó al expresidente de Colombia, a su esposa e hijo, así como al exministro del interior, en la lista de Nacionales Especialmente Designados y Personas Bloqueadas (SDN) en virtud de la O.E. 14059, lo que pone de presente los elevados riesgos de cumplimiento de sanciones para los participantes en el mercado. Estados Unidos ha manifestado recientemente su intención de aplicar nuevos aranceles y sanciones selectivas, medidas que podrían afectar adversamente el comercio, la financiación y la propensión al riesgo de las contrapartes. No hay garantía de que Estados Unidos no vaya a imponer sanciones a Colombia en el futuro, ni es posible predecir el impacto que dichas sanciones podrían tener en Colombia.

5.2.7 CONFLICTO ENTRE ESTADOS UNIDOS, ISRAEL E IRÁN Y LA INESTABILIDAD GEOPOLÍTICA RELACIONADA

En febrero de 2026, Estados Unidos e Israel lanzaron ataques militares coordinados contra Irán, que respondió con ataques con misiles en toda la región. Aunque Parex no tiene operaciones significativas en Oriente Medio, el conflicto actual y cualquier nueva escalada, incluyendo nuevas acciones militares, medidas de represalia, sanciones, alteraciones en las rutas comerciales o de transporte, ataques cibernéticos u otras respuestas gubernamentales o del mercado, han provocado y podrían seguir provocando una alteración significativa del suministro energético mundial y un aumento de los precios

globales de la energía, intensificado las presiones inflacionarias sobre los costos de insumos y la cadena de suministro de Parex, afectado adversamente las cadenas de suministro globales, los mercados energéticos, los precios de las materias primas, las tasas de cambio, las tasas de interés, los mercados financieros y las condiciones macroeconómicas generales, aumentado el costo o reducido la disponibilidad de financiamiento mediante deuda, y afectado adversamente los patrones de gasto de los clientes en los mercados en los que Parex opera. Si bien los impactos del conflicto entre Estados Unidos, Israel e Irán pueden afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex, Parex no puede predecir el alcance o la naturaleza de estos impactos en este momento.

5.2.8 RIESGOS ASOCIADOS CON OPERACIONES GEOGRÁFICAMENTE CONCENTRADAS

La mayor parte de la producción de la Compañía proviene de dos bloques en la Cuenca de los Llanos en Colombia. Para el mes terminado el 30 de junio de 2026, el Bloque LLA-34 generó aproximadamente el 23,4% de la producción de la Compañía y el Bloque Quifa generó aproximadamente el 17,9%, representando el 41,3% de su producción de petróleo y producción de gas. Como resultado de esta concentración, la Compañía puede estar desproporcionadamente expuesta al impacto de, entre otras cosas, factores regionales de oferta y demanda, incluyendo limitaciones en su capacidad para vender o comercializar de manera más rentable su petróleo y gas a un grupo más pequeño de compradores potenciales, retrasos o interrupciones en la producción de pozos en estas áreas causados por regulaciones gubernamentales, protestas comunitarias, actividades guerrilleras, restricciones de capacidad de procesamiento o transporte, la autorización continua por parte del gobierno para explorar y perforar en estas áreas, eventos climáticos severos y la disponibilidad de equipos de perforación y otros equipos, instalaciones, personal o servicios relacionados. Debido a la naturaleza concentrada del portafolio de propiedades de la Compañía, varias de las propiedades de la Compañía podrían verse afectadas por las mismas condiciones al mismo tiempo, lo que resultaría en un impacto relativamente mayor en sus resultados de operaciones que el que podría tener en otras empresas que tienen un portafolio de propiedades más diversificado.

La Compañía depende de la infraestructura local y de la disponibilidad de transporte para el almacenamiento y envío de sus productos. Esta infraestructura, que incluye instalaciones de almacenamiento y transporte, está menos desarrollada que la de América del Norte y podría resultar insuficiente para las necesidades de la Compañía en términos comercialmente aceptables en los lugares donde opera. Además, la Compañía opera en áreas remotas y puede depender de helicópteros, barcos u otros métodos de transporte. Algunos de estos métodos de transporte pueden suponer mayores niveles de riesgo y provocar retrasos operativos, lo que podría afectar la capacidad de la Compañía para ampliar su base de reservas o producir petróleo, y podría tener un impacto significativo en la reputación o el flujo de efectivo de la Compañía. Adicionalmente, algunos de estos equipos son especializados y pueden ser difíciles de obtener en las áreas de operaciones de la Compañía, lo que podría obstaculizar o retrasar las operaciones y aumentar el costo de las mismas.

5.2.9 REGALÍAS

El gobierno colombiano puede adoptar nuevos regímenes de regalías o modificar las tasas de regalías existentes, las metodologías de cálculo, los mecanismos de recaudación o el marco que rige la distribución regional de los ingresos por regalías. Los cambios en las regalías o en los cálculos de las bases podrían afectar adversamente la economía de los proyectos y la asignación de capital de Parex. Un aumento de las regalías reduce las ganancias de Parex y podría hacer menos rentables las futuras inversiones de capital o sus operaciones.

5.2.10 REGALÍAS DE PARTICIPACIÓN POR PRECIOS ALTOS

Algunos de los Contratos E&P de Parex en Colombia, incluyendo los contratos que rigen una parte significativa de su base de producción, están sujetos a disposiciones de regalías de participación por precios altos (“**HPP**”, por sus siglas en inglés) que requieren pagos adicionales a la ANH o a Ecopetrol cuando la producción acumulada supera los 5 MMbbls de petróleo y el precio promedio mensual de

referencia del WTI supera un precio base establecido en el contrato aplicable. Los precios base varían según la calidad del crudo, oscilando entre aproximadamente $46,67/bbl y $71,83/bbl en función de la gravedad API. Cuando se aplica, la HPP impone una regalía incremental del 30% al 50% sobre la parte del precio promedio mensual del WTI que supere el precio base aplicable.

A los niveles actuales de precios del petróleo Brent, la HPP está activa en una parte significativa de la producción de la Compañía, lo que reduce significativamente la realización efectiva del precio de la Compañía y limita el potencial de ganancias de Parex ante el aumento de los precios del petróleo. Cualquier aumento sostenido de los precios mundiales del petróleo daría lugar a un incremento de los pagos por HPP, lo que podría reducir de manera significativa los Netbacks operativos, el flujo de fondos generado por las operaciones y el flujo de efectivo libre de Parex. Además, la metodología de cálculo de la HPP y los umbrales aplicables pueden ser objeto de interpretación o ajuste por parte de la ANH, y no puede garantizarse que no surjan litigios en el futuro con respecto a la aplicación de las disposiciones de HPP a la producción de Parex.

5.2.11 IMPUESTO SOBRE LA RENTA

Las declaraciones de impuestos presentadas por Parex y sus subsidiarias pueden estar sujetas a reevaluación por parte de la autoridad fiscal competente. En caso de que se lleve a cabo con éxito una reevaluación de las declaraciones de impuestos de la Compañía, ya sea mediante la reclasificación de los gastos de exploración y desarrollo, o cuestionando la deducibilidad de los gastos o de otro modo, dicha reevaluación podría tener un impacto en los impuestos por pagar actuales y futuros.

Los cambios en la legislación, regulación, jurisprudencia e interpretaciones de las autoridades fiscales a través de resoluciones generales pueden afectar la carga tributaria al aumentar las tasas impositivas, crear nuevos impuestos, limitar las deducciones y exenciones, y eliminar los incentivos y los ingresos no gravados. En particular, el gobierno colombiano tiene importantes déficits fiscales que pueden dar lugar a futuros aumentos de impuestos. Las recientes reformas han aumentado la carga fiscal sobre los productores de petróleo y gas al restringir la deducibilidad de las regalías de producción y eliminar ciertos incentivos específicos del sector, y el gobierno ha manifestado su intención de convertir ciertos impuestos temporales en permanentes mediante futuras reformas del Congreso, cuyo resultado sigue siendo incierto. Las leyes del impuesto sobre la renta relativas a la industria del petróleo y gas, como el tratamiento fiscal de los recursos o los dividendos, podrían modificarse o interpretarse en el futuro de forma que afecten adversamente a Parex. Además, las autoridades fiscales con jurisdicción sobre Parex podrían discrepar de la forma en que esta calcula sus ingresos a efectos fiscales o podrían modificar las prácticas administrativas en detrimento de Parex.

5.2.12 SUBSIDIARIAS EXTRANJERAS

Parex actualmente realiza todas sus operaciones a través de sus subsidiarias y sucursales en el extranjero. Por lo tanto, Parex dependerá del flujo de fondos generado por las operaciones de estas subsidiarias para cumplir con sus obligaciones y/o pagar cualquier dividendo futuro. La capacidad de las subsidiarias de Parex para efectuar pagos a Parex puede verse limitada, entre otros aspectos, por el nivel de tributación, en particular los impuestos sobre las ganancias de empresas y las retenciones en la fuente, en las jurisdicciones en las que opera la Compañía; la introducción de controles de cambio o restricciones a la repatriación, o la disponibilidad de divisas fuertes para su repatriación; y por restricciones contractuales con terceros.

Las subsidiarias y sucursales colombianas de Parex operan en un entorno cambiario muy regulado. Las inversiones extranjeras deben registrarse ante el Banco de la República, y las remesas de fondos al extranjero, incluyendo los pagos de dividendos y la repatriación de capital, deben realizarse a través del mercado oficial de divisas, de conformidad con las regulaciones aplicables. En la actualidad, no existen restricciones a la repatriación desde Colombia de las ganancias a entidades extranjeras, siempre y cuando la inversión extranjera esté debidamente registrada; sin embargo, no se puede garantizar que en el futuro no se impongan restricciones a la repatriación de ganancias desde Colombia.

5.2.13 APROBACIONES REGULATORIAS

Diversos niveles de gobierno imponen amplios controles y regulaciones a las operaciones de petróleo y gas natural, incluyendo la exploración, desarrollo, producción, fijación de precios, comercialización y transporte. En Colombia, la industria de petróleo y gas está regulada principalmente por la ANH, que actúa como ente regulador y como contraparte contractual en los Contratos E&P, y por el Ministerio de Minas y Energía, que dirige las políticas públicas en materia de hidrocarburos y emite regulaciones técnicas para las actividades de petróleo y gas en Colombia. Los permisos ambientales son gestionados por la ANLA o, en algunos casos, por las autoridades ambientales regionales. Los gobiernos pueden regular o intervenir en las actividades de exploración y producción, los precios, impuestos, regalías y la exportación de petróleo y gas natural. Estos controles y regulaciones pueden modificarse en cada momento en respuesta a las condiciones económicas o políticas.

Los cambios recientes y los posibles cambios futuros en las políticas gubernamentales, incluyendo aquellos que afectan la adjudicación de nuevos Contratos E&P y los procesos de concesión de permisos ambientales, pueden generar incertidumbre y podrían afectar adversamente la capacidad de Parex para ampliar sus operaciones, desarrollar los activos existentes o reducir la demanda de crudo y gas natural, o bien pueden dar lugar a un aumento de los costos operativos, lo que podría tener un efecto material adverso en el negocio, situación financiera, resultados de operaciones y perspectivas de Parex. Los cambios en las políticas colombianas de hidrocarburos o en los regímenes de concesión de licencias podrían afectar adversamente la capacidad de Parex para explorar y desarrollar reservas. Para llevar a cabo operaciones de petróleo y gas natural, Parex requiere licencias y permisos de diversas autoridades gubernamentales. No hay garantía de que Parex pueda obtener todas las licencias y permisos necesarios para sus operaciones previstas, de que dichos permisos y licencias se concedan en términos y condiciones que resulten aceptables para Parex, ni de que se obtengan a tiempo. Las resoluciones judiciales y las medidas regulatorias en Colombia podrían dar lugar a la suspensión o revocación de los permisos y contratos de Parex. Los retrasos o denegaciones en la concesión de licencias ambientales, la imposición de condiciones, obligaciones o restricciones en los instrumentos ambientales que afecten el diseño, los costos o los plazos de los proyectos, las dificultades asociadas a los procesos de consulta previa, las audiencias públicas ambientales u otros procedimientos participativos, así como la oposición de la comunidad, pueden afectar materialmente la ejecución de ciertos proyectos.

5.2.14 LEYES CONTRA LA CORRUPCIÓN Y EL SOBORNO

Las operaciones de la Compañía se rigen por las leyes de numerosas jurisdicciones, que, por lo general, prohíben el soborno y otras formas de corrupción. La Compañía puede enfrentarse, directa o indirectamente, a solicitudes de soborno por parte de funcionarios federales o locales, organizaciones tribales o insurgentes, organizaciones internacionales, contratistas que buscan trabajar con la Compañía u otras entidades privadas. Como resultado, Parex enfrenta el riesgo de pagos no autorizados u ofertas de pago por parte de empleados, contratistas, agentes y socios de las subsidiarias o afiliadas de la Compañía, dado que estas partes no siempre están sujetas al control o la dirección de Parex. Es política de la Compañía prohibir estas prácticas. Sin embargo, las medidas de seguridad existentes de Parex y cualquier mejora futura de las mismas pueden resultar poco eficaces o no cumplirse, y sus empleados, contratistas, agentes y socios pueden incurrir en conductas ilegales por las que Parex podría ser considerada responsable. Es posible que la Compañía, algunas de sus subsidiarias, o algunos de sus empleados o contratistas, o los de sus subsidiarias, sean acusados de soborno o corrupción como resultado de las acciones no autorizadas de empleados o contratistas. La Compañía podría ser objeto de investigaciones, sanciones, acuerdos, enjuiciamientos, otras medidas de ejecución, restitución de ganancias, multas significativas, daños y perjuicios, otras sanciones civiles y penales o mandatos judiciales, cobertura mediática adversa y otras consecuencias como resultado del incumplimiento de estas leyes.

Si se declara a la Compañía culpable de una infracción de este tipo, que podría incluir la no adopción de medidas eficaces para prevenir o abordar la corrupción por parte de sus empleados o contratistas, la Compañía podría estar sujeta a sanciones onerosas y daños a su reputación. Una mera investigación podría provocar alteraciones significativas en la empresa, elevados costos legales y acuerdos forzosos (como la imposición de un supervisor interno). Además, las acusaciones de soborno o las condenas por soborno o corrupción podrían mermar la capacidad de la Compañía para trabajar con gobiernos u organizaciones no gubernamentales. Dichas condenas o acusaciones podrían dar lugar a la exclusión formal de la Compañía de un país o zona, demandas nacionales o internacionales, sanciones o multas gubernamentales, suspensión o retrasos de proyectos, reducción de la capitalización bursátil y aumento de la incertidumbre de los Inversionistas. Además, en ocasiones, Parex puede adquirir una empresa que posteriormente sea objeto de una acusación de soborno o corrupción, por lo que Parex podría asumir sanciones onerosas y/o sufrir daños a su reputación como consecuencia de actividades en las que no participó.

5.3 RIESGOS ASG

5.3.1 OBLIGACIONES RELACIONADAS CON LOS DERECHOS DE LAS COMUNIDADES INDÍGENAS Y ÉTNICAS EN COLOMBIA

Parex actualmente lleva a cabo, y tiene previsto seguir llevando a cabo, actividades en zonas clasificadas por el gobierno colombiano como reservas indígenas y territorios colectivos afrocolombianos. Para realizar estas actividades, Parex debe cumplir con procesos de consulta previa de conformidad con el Convenio 169 de la OIT, la legislación colombiana y los principios constitucionales. Estos procesos de consulta previa son necesarios para obtener las licencias ambientales para iniciar proyectos, obras o actividades en áreas habitadas por comunidades étnicas. Además, las consultas pueden considerarse un instrumento potencial para involucrar a las comunidades en el proceso de toma de decisiones sobre el desarrollo, la industria extractiva y los proyectos de infraestructura en sus territorios. Por lo general, estos procesos de consulta duran entre seis meses y un año, dependiendo de las expectativas de las comunidades, el número de comunidades étnicas a consultar, los conflictos internos relativos a la representación de dichas comunidades, entre otros, pero pueden retrasarse considerablemente si no se llega a un acuerdo con las comunidades.

En los últimos años, las comunidades indígenas también han estado reclamando sus territorios ancestrales y solicitando el reconocimiento de su derecho a ser consultadas sobre proyectos ya en marcha. Esta oposición se debe, entre otros factores, a las opiniones de las comunidades sobre la explotación de los recursos naturales, el medio ambiente y los efectos en sus culturas, territorios y creencias espirituales. En consecuencia, Parex puede verse expuesta a restricciones operativas, retrasos en los proyectos o desafíos legales, incluyendo acciones administrativas o judiciales, como resultado de la oposición de estas comunidades.

No hay certeza de que Parex pueda llegar a un acuerdo con las distintas comunidades que se oponen a las operaciones previstas o en curso, ni de que dichas comunidades participarán en los procesos de consulta, en caso de que se organicen.

No llevar a cabo adecuadamente los procesos de consulta previa cuando sea necesario podrían exponer a Parex a acciones administrativas y judiciales, incluyendo reclamaciones constitucionales y otras impugnaciones legales, que podrían dar lugar a decisiones judiciales desfavorables, incluyendo la suspensión de proyectos u otras restricciones que afecten las operaciones de Parex.

5.3.2 RIESGOS DE COSTOS DE ABANDONO Y RECLAMACIÓN

Las operaciones de la Compañía en Colombia están sujetas a obligaciones contractuales y regulatorias que exigen el taponamiento y abandono de pozos, el desmantelamiento de instalaciones y la restauración de las áreas afectadas al final de la vida productiva de los activos de la Compañía tras la terminación de sus operaciones. Estas obligaciones se establecen en los Contratos E&P de la Compañía, así como en las regulaciones aplicables, tales como la normativa ambiental.

En consecuencia, la Compañía está obligada a preparar e implementar planes de abandono aprobados por las autoridades y a mantener garantías financieras, como fondos de abandono, para asegurar la disponibilidad de recursos suficientes para cumplir con estas obligaciones.

La Compañía mantiene estimaciones de los pasivos por abandono, remediación y recuperación; sin embargo, es posible que estos costos cambien materialmente antes del desmantelamiento debido a cambios regulatorios, cambios tecnológicos, la aceleración de los plazos de desmantelamiento e inflación, entre otras variables, incluyendo cambios en los requisitos de licenciamiento ambiental o condiciones impuestas por las autoridades competentes. El costo, en valor actual, del desmantelamiento y abandono de pozos e instalaciones se calcula a partir de las regulaciones, procedimientos y costos conocidos en la actualidad para llevar a cabo el desmantelamiento, y se prevé que la mayor parte de dicho costo se incurrirá en la década de 2030.

5.3.3 REGULACIONES AMBIENTALES, DE SALUD Y SEGURIDAD

La Compañía está sujeta a leyes y regulaciones en materia de medio ambiente, salud y seguridad que afectan aspectos de sus operaciones pasadas, presentes y futuras. Todas las fases del negocio de petróleo y gas suponen riesgos y peligros para el medio ambiente, la salud y la seguridad, y están sujetas a regulación de conformidad con las extensas leyes y regulaciones nacionales y locales en materia de medio ambiente, salud y seguridad en Colombia, que afectan a casi todas las operaciones de la Compañía. Estas leyes y regulaciones establecen diversas normas que regulan ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, como las emisiones a la atmósfera, la calidad del agua, los vertidos de aguas residuales y la generación, transporte, reciclado y eliminación de residuos y sustancias peligrosas; prevén sanciones y otras responsabilidades por el incumplimiento de dichas normas (incluyendo multas ambientales, revocación de permisos y otras sanciones administrativas); y establecen, en ciertas circunstancias, la obligación de rehabilitar las instalaciones y emplazamientos actuales y anteriores donde se realizan o se realizaron operaciones de petróleo y gas. Además, las autoridades ambientales pueden imponer disposiciones especiales en el momento de conceder las licencias, o estas pueden derivarse directamente de las leyes y regulaciones aplicables, especialmente en las zonas de operación sensibles en términos ambientales y en los bloques no convencionales.

Existe incertidumbre en torno al impacto de las leyes y regulaciones en materia de medio ambiente, salud y seguridad, incluyendo aquellas actualmente en vigor y las leyes y regulaciones propuestas, y la Compañía no puede predecir qué legislación o regulación se promulgará en el futuro ni cómo se administrarán, interpretarán en cada momento o aplicarán las leyes o regulaciones existentes o futuras. En este momento no es posible predecir las consecuencias y el alcance que tendrán estos requisitos para la Compañía y su negocio; sin embargo, el incumplimiento de las regulaciones vigentes y propuestas podría tener un impacto material adverso en el negocio y en los resultados de las operaciones de la Compañía, al aumentar considerablemente sus gastos de capital, el riesgo de reputación y los costos de cumplimiento, así como su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras, incluyendo el pago de la deuda. También podría dar lugar a la modificación o cancelación de licencias y permisos operativos, sanciones y otras medidas correctivas que pueden repercutir en las operaciones de producción. Además, el cumplimiento de leyes o regulaciones más estrictas, o de políticas de aplicación más rigurosas impuestas por cualquier autoridad reguladora, podría obligar a la Compañía en el futuro a realizar gastos materiales para la instalación y operación de sistemas y equipos destinados a la adopción de medidas correctivas, lo cual podría tener un efecto material adverso para la Compañía.

La regulación en materia de medio ambiente, salud y seguridad en la jurisdicción en la que opera la Compañía es cada vez más estricta, y los costos y gastos que conlleva el cumplimiento normativo están aumentando. Por ejemplo, en 2024, Colombia promulgó la Ley 2387, que introduce reformas significativas en las investigaciones administrativas ambientales del país. Esta ley establece nuevos mecanismos para la suspensión o terminación anticipada de las investigaciones administrativas en caso de que se apliquen de manera efectiva medidas correctivas o de compensación, revisa las estructuras de las sanciones, incluyendo una multa máxima de hasta 100.000 salarios mínimos legales mensuales, agiliza los plazos de los procedimientos e introduce incentivos para la admisión anticipada del incumplimiento, ofreciendo reducciones en las multas. Estos cambios pueden repercutir en el desarrollo de proyectos, el riesgo operativo y las estrategias de cumplimiento.

Las actividades de la Compañía tienen el potencial de deteriorar el hábitat natural, dañar la flora y la fauna, o causar contaminación en el suelo o el agua, lo que podría requerir medidas de remediación conforme a las leyes y regulaciones aplicables. Estas leyes y regulaciones exigen que la Compañía obtenga y cumpla con una variedad de registros, licencias, permisos y otras autorizaciones ambientales. En Colombia, los procesos de concesión de licencias y permisos relacionados con la exploración, perforación y desarrollo de yacimientos de petróleo y gas natural requieren mucho tiempo. Aunque se establecen plazos regulatorios, no siempre se cumplen y pueden producirse retrasos debidos a mecanismos de participación u otros factores ajenos al control de la Compañía, lo que puede causar retrasos operativos y mayores costos de desarrollo. Las regulaciones ambientales imponen restricciones y prohibiciones a las emisiones de diversas sustancias generadas durante la producción de petróleo y gas natural, lo que puede influir en la elección de los emplazamientos de perforación y la ubicación de las instalaciones, lo que a su vez podría traducirse en un aumento de los gastos de capital. Tanto los funcionarios públicos como los particulares pueden intentar hacer cumplir o modificar las leyes y regulaciones ambientales en contra de la Compañía.

Además, las políticas gubernamentales en Colombia destinadas a promover la transición energética y la descarbonización podrían afectar adversamente las operaciones de la Compañía y la demanda de sus productos. En los últimos años, Colombia ha adoptado un marco regulatorio y de políticas diseñado para fomentar el desarrollo y el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, incluso mediante incentivos fiscales, apoyo regulatorio e instrumentos de planificación a largo plazo, como el actual Plan Nacional de Desarrollo, que establece una hoja de ruta de políticas centrada en la sostenibilidad ambiental, la transición energética y la integración progresiva de energías renovables y combustibles alternativos en la matriz energética nacional.

La Compañía podría incurrir en una responsabilidad significativa por los costos derivados de posibles impactos ambientales desconocidos e imprevisibles que surjan de sus operaciones, incluyendo daños, costos de limpieza o sanciones en caso de ciertos vertidos al medio ambiente, daños ambientales causados por los anteriores dueños de las propiedades que hayamos adquirido o el incumplimiento de las leyes o regulaciones ambientales.

Dada la naturaleza del negocio de la Compañía, existen riesgos inherentes de que se produzcan derrames de petróleo en los sitios de perforación y operación de la Compañía. Los grandes derrames de petróleo y productos derivados pueden acarrear costos de limpieza significativos. Los derrames de petróleo pueden producirse por cuestiones operativas, como fallas operativas, accidentes, deterioro y mal funcionamiento de los equipos. En Colombia, donde opera la Compañía, también pueden producirse derrames de petróleo como consecuencia de sabotajes y daños en los oleoductos. Además, la Compañía vende petróleo en varias estaciones de entrega, y el petróleo puede transportarse en camión. Existe un riesgo inherente de derrames de petróleo provocados por accidentes de tráfico, de los cuales la Compañía podría ser considerada responsable en su calidad de propietaria del crudo. Todo ello podría dar lugar a responsabilidades ambientales potenciales significativas, tales como costos de limpieza y litigios, así como sanciones administrativas, incluyendo multas y otras sanciones, que podrían tener un efecto material adverso en la situación financiera, el flujo de fondos generado por las operaciones y los resultados de las operaciones de la Compañía. Dependiendo de la causa y la gravedad del derrame de petróleo, la reputación de la Compañía también puede verse afectada adversamente, lo que podría limitar su capacidad para obtener permisos y afectar sus operaciones futuras.

5.3.4 DESASTRES NATURALES Y EVENTOS CLIMÁTICOS EXTREMOS EN COLOMBIA

Parex está expuesta a catástrofes naturales en Colombia, incluyendo terremotos, inundaciones, deslizamientos de tierra, erupciones volcánicas, tornados, tormentas tropicales, huracanes, incendios forestales y sequías prolongadas. Las operaciones de Parex pueden estar especialmente expuestas a inundaciones y deslizamientos de tierra recurrentes como consecuencia de fuertes lluvias atribuibles a patrones meteorológicos como La Niña y El Niño. La hidrología de Colombia suele seguir un ciclo anual de doble estación, con un periodo de bajos niveles de precipitaciones de diciembre a marzo y altos niveles durante el resto del año; sin embargo, fenómenos climáticos como El Niño y La Niña pueden causar sequías o precipitaciones superiores a la media que podrían afectar adversamente las operaciones de Parex o las operaciones de infraestructura de terceros de las que depende.

Aunque Parex mantiene protocolos de respuesta ante emergencias y planes de continuidad del negocio, sus planes de recuperación ante desastres pueden resultar ineficaces en caso de una catástrofe natural de gran magnitud. Dichos eventos podrían afectar material y adversamente la capacidad de Parex para llevar a cabo su negocio, especialmente si tienen un impacto en las rutas de transporte, la infraestructura de terceros o provocan daños en sus instalaciones o equipos. Las catástrofes naturales o eventos similares también podrían provocar una volatilidad sustancial en los resultados de operaciones de Parex.

5.3.5 RIESGOS DE REPUTACIÓN

El negocio, las operaciones o la situación financiera de la Compañía pueden verse afectados negativamente como resultado de cualquier opinión pública negativa hacia la Compañía o como resultado de cualquier sentimiento negativo hacia, o con respecto a, la reputación de la Compañía ante las partes interesadas, grupos de interés especial, líderes políticos, los medios de comunicación u otras entidades. La opinión pública puede verse influida por la imagen negativa que ciertos medios de comunicación y grupos de interés especial dan de la industria en la que opera la Compañía, así como por su oposición a determinados proyectos de petróleo y gas natural. Los posibles efectos de una opinión pública negativa o de problemas de reputación pueden incluir retrasos o interrupciones en las operaciones, acciones o impugnaciones legales o regulatorias, bloqueos, una mayor supervisión regulatoria, una reducción del apoyo, retrasos, impugnaciones o revocación en materia de aprobaciones, permisos y/o licencias regulatorias, así como un aumento de los costos y/o sobrecostos. La reputación de la Compañía y la opinión pública también podrían verse afectadas por las acciones y actividades de otras empresas que operan en la industria del petróleo y el gas natural, en particular de otros productores, sobre los cuales la Compañía no tiene control alguno. En particular, la reputación de la Compañía podría verse afectada por la publicidad negativa relacionada con daños ambientales, pérdida de vidas, lesiones o daños a la propiedad causados por las operaciones de la Compañía, o debido a la oposición de grupos de interés especial contrarios al desarrollo de proyectos de petróleo y gas natural. Además, si la Compañía desarrolla una reputación de tener un lugar de trabajo inseguro, esto podría afectar la capacidad de la Compañía para atraer y retener a los empleados y consultores calificados necesarios para operar su negocio. La oposición de grupos de interés especial contrarios al desarrollo de petróleo y gas natural y la posibilidad de litigios relacionados con el clima contra gobiernos y empresas de combustibles fósiles pueden afectar la reputación de la Compañía.

El riesgo de reputación no puede gestionarse aisladamente de otras formas de riesgo. Los riesgos crediticios, de mercado, operativos, de seguros, regulatorios y legales, entre otros, deben gestionarse de manera eficaz para salvaguardar la reputación de la Compañía. El daño a la reputación de la Compañía podría resultar en un sentimiento negativo de los Inversionistas hacia la Compañía, lo que podría limitar el acceso de la Compañía al capital, aumentar el costo del capital y disminuir el precio y la liquidez de los valores de la Compañía.

5.3.6 TRABAJO FORZADO O INFANTIL EN LA CADENA DE SUMINISTRO

La *Ley de Lucha contra el Trabajo Forzoso y el Trabajo Infantil en las Cadenas de Suministro* entró en vigor el 1 de enero de 2024 en Canadá. De conformidad con la nueva legislación, toda empresa sujeta a los requisitos de presentación de informes, incluyendo Parex, está obligada a presentar un informe anual en el que se detallen las medidas adoptadas para prevenir y reducir el riesgo de trabajo forzoso y trabajo infantil en sus cadenas de suministro, incluyendo información sobre sus procesos de debida diligencia. Aunque Parex actualmente desconoce la existencia de trabajo forzoso o infantil en sus cadenas de suministro, un mayor escrutinio de las empresas canadienses podría revelar riesgos o casos de tales prácticas en una cadena de suministro relacionada con Parex, lo que podría dañar su reputación. Además, debido a que los requisitos de presentación de informes son relativamente nuevos y, por tanto, no existe un estándar para la industria, Parex corre el riesgo de preparar inadvertidamente un informe insuficiente. Asimismo, el cumplimiento de cualquier nuevo requisito legislativo relacionado con el aumento o la revisión de la debida diligencia de Parex con respecto a sus cadenas de suministro puede aumentar sus costos y cargas regulatorias.

5.3.7 REGULACIÓN SOBRE EMISIONES DE GEI

Los gobiernos nacionales y extranjeros continúan evaluando e implementando políticas, leyes y regulaciones centradas en restringir las emisiones de GEI y promover la adaptación al cambio climático y la transición a una economía con bajas emisiones de carbono. No es posible predecir qué medidas podrían adoptar los gobiernos extranjeros y nacionales al respecto, ni tampoco es posible predecir los requisitos que dichas medidas podrían imponer o cuándo podrían implementarse. Sin embargo, los acuerdos multilaterales internacionales, las obligaciones contraídas en virtud de ellos y los recursos judiciales interpuestos contra gobiernos extranjeros y nacionales en relación con la idoneidad de las políticas climáticas podrían acelerar la implementación de dichas medidas.

La legislación sobre emisiones de GEI está en fase de desarrollo y sujeta a cambios. Por ejemplo, a nivel internacional, en diciembre de 2015, casi 200 naciones acordaron un acuerdo internacional sobre cambio climático en París, Francia (el "**Acuerdo de París**"), que insta a los países a establecer sus propios objetivos de emisiones de GEI y a ser transparentes sobre las medidas que cada país utilizará para alcanzar sus objetivos de emisiones de GEI. Colombia ha firmado el Acuerdo de París.

Dada la naturaleza evolutiva de la política sobre cambio climático y el control de las emisiones de GEI y los requisitos resultantes, incluyendo los impuestos sobre el carbono y los sistemas de fijación de precios del carbono aplicados por los distintos niveles de gobierno, se prevé que las regulaciones actuales y futuras sobre cambio climático tendrán el efecto de aumentar los gastos operativos de la Compañía y, a largo plazo, reducir potencialmente la demanda de petróleo y gas natural y productos relacionados, lo que se traducirá en una disminución de la rentabilidad de la Compañía y una reducción del valor de sus activos.

Se han presentado demandas contra ciertas empresas energéticas alegando que las emisiones de GEI procedentes de las operaciones de petróleo crudo y gas natural constituyen una alteración del orden público en virtud de ciertas leyes o que dichas empresas energéticas facilitaron información engañosa al público y a los Inversionistas sobre los riesgos actuales o futuros asociados al cambio climático. En consecuencia, los particulares, las autoridades gubernamentales u otras organizaciones podrían presentar reclamaciones contra las empresas de petróleo crudo y gas natural, incluyendo Parex, por presuntos daños personales, daños materiales, ecoblanqueo (*greenwashing*) u otras responsabilidades potenciales. Aunque Parex no es parte de ninguno de estos litigios o procedimientos, podría ser citada en acciones que presenten alegaciones similares. Una sentencia desfavorable en cualquiera de estos casos podría afectar adversamente el costo de capital de la Compañía, repercutir en sus operaciones y tener un impacto adverso en su situación financiera.

Debido a los riesgos a largo plazo derivados de los cambios en la política ambiental, las regulaciones, los desafíos legales y los cambios del mercado relacionados con el cambio climático, los esfuerzos recientes se han dirigido al sector financiero. Los asesores de inversión, los bancos, los fondos de pensiones, las universidades y otros Inversionistas institucionales están presionando a las empresas para que adopten medidas contra el cambio climático, ejerciendo sus derechos de voto y reasignando capital hacia activos con bajas emisiones de carbono, al tiempo que retiran sus inversiones de las empresas con altas emisiones. Las partes interesadas también están presionando a las aseguradoras y los bancos para que dejen de financiar o asegurar el petróleo, el gas y las infraestructuras relacionadas. Estos esfuerzos pueden repercutir negativamente en las operaciones de la Compañía, la demanda y fijación de precios de sus valores, así como en su costo y acceso al capital.

Parex tiene el compromiso de presentar informes transparentes y exhaustivos sobre su desempeño en materia de sostenibilidad y considera las normas existentes, tales como los Estándares de Reporte de Sostenibilidad de la *Global Reporting Initiative*, la documentación del *Sustainability Accounting Standards Board* y las recomendaciones emitidas por el Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con el Clima. Si Parex no logra cumplir con los requisitos de presentación de informes sobre sostenibilidad establecidos por los organismos reguladores, o con las expectativas actuales y futuras de Inversionistas, aseguradoras u otras partes interesadas, su negocio y su capacidad para atraer y retener a empleados calificados, obtener permisos, licencias, registros, aprobaciones y autorizaciones regulatorias de diversas autoridades gubernamentales, así como para recaudar capital, podrían verse afectados de forma adversa.

5.3.8 NORMAS CONTRA EL ECOBLANQUEO (GREENWASHING)

En junio de 2024, la *Ley de Competencia* de Canadá fue modificada con respecto a cómo las empresas comunican sus objetivos y desempeño ambiental y para abordar el "ecoblanqueo" (*greenwashing*), es decir, afirmaciones ambientales falsas, engañosas o fraudulentas hechas con el propósito de promover un producto, un negocio o una actividad empresarial. Existe incertidumbre sobre cómo se interpretará y aplicará esta nueva legislación. Si bien los derechos de acción privados por ecoblanqueo entraron en vigor en junio de 2025, la *Ley de Implementación del Presupuesto de 2025, No. 1* eliminó posteriormente este acceso en relación con las declaraciones al público sobre los beneficios de un negocio o actividad empresarial para proteger o restaurar el medio ambiente o mitigar las causas o efectos ambientales y ecológicos del cambio climático (por ejemplo, compromisos de cero emisiones netas, objetivos de neutralidad de carbono y declaraciones sobre reducciones de emisiones en toda la empresa) y aclaró los requisitos de justificación para abordar consecuencias no deseadas. La Oficina de Competencia (Canadá) aún puede emprender acciones legales contra empresas por afirmaciones sobre el negocio o la actividad empresarial que sean falsas o engañosas en materia ambiental. A pesar de estas mejoras, el panorama regulatorio sigue evolucionando y las sanciones por incumplimiento siguen siendo considerables, incluyendo lo que resulte mayor entre C$10 millones en el caso de una primera resolución o C$15 millones en el caso de resoluciones posteriores, y tres veces el valor del beneficio derivado de la conducta engañosa, o, si ese monto no puede determinarse de manera razonable, el 3% de los ingresos brutos anuales globales de la compañía. Las empresas que divulgan voluntariamente información ambiental, incluyendo Parex, enfrentan un riesgo continuo de responsabilidad y daño reputacional.

5.3.9 PANDEMIAS Y SU EFECTO EN LA ECONOMÍA GLOBAL

En caso de pandemia mundial, los países de todo el mundo pueden cerrar las fronteras internacionales y ordenar el cierre de instituciones y empresas consideradas no esenciales. Esto podría provocar una reducción significativa de la actividad económica en Canadá, Colombia y a escala internacional, junto con una reducción de la demanda de petróleo y gas natural. Cualquier reducción de la actividad económica en determinados países como consecuencia de brotes epidémicos, confinamientos impuestos por los gobiernos y otras restricciones podría repercutir adversamente en la demanda de petróleo y gas natural y agravar los demás factores de riesgo aquí señalados.

5.4 RIESGOS FINANCIEROS Y DE ESTRUCTURA DE CAPITAL:

5.4.1 LIQUIDEZ

La capacidad de la Compañía para financiar proyectos de capital actuales y futuros y llevar a cabo el plan de negocio depende de su capacidad para generar flujo de efectivo, así como para recaudar capital de manera oportuna en términos y condiciones favorables, y se ve afectada por las calificaciones crediticias de la Compañía y la condición de los mercados de capital y de crédito. Además, los cambios en las calificaciones crediticias pueden afectar la capacidad y los costos asociados a la realización de operaciones con derivados o de cobertura, así como la celebración y mantenimiento de ciertos contratos con clientes y proveedores en términos aceptables. Por ejemplo, si Parex experimenta una rebaja en sus calificaciones crediticias, es posible que se le exija constituir garantías, cartas de crédito, efectivo u otras formas de seguridad como aval financiero de su cumplimiento de ciertos acuerdos contractuales con terceros. La ocurrencia de cualquiera de las situaciones anteriores podría afectar adversamente la capacidad de la Compañía para ejecutar partes de su estrategia empresarial, incluyendo la cobertura, y podría tener un efecto material adverso en la liquidez y la posición de capital de la Compañía. La gestión del riesgo de liquidez requiere que Parex mantenga suficiente efectivo y equivalentes de efectivo, junto con otras fuentes de capital, como el flujo de efectivo de actividades operativas, las facilidades de crédito disponibles, el papel comercial y el acceso a los mercados de capital de deuda, para hacer frente a sus obligaciones a su vencimiento.

5.4.2 FACILIDADES DE CRÉDITO

La Compañía cuenta actualmente con una facilidad de crédito, y el monto autorizado en virtud de la misma depende de la base de endeudamiento determinada por sus prestamistas. La Compañía está obligada a cumplir con las obligaciones estipuladas en su facilidad de crédito, las cuales pueden, en ciertos casos, incluir determinadas pruebas de ratios financieros que, de vez en cuando, afectan la disponibilidad o el precio de financiación adicional y, en caso de que la Compañía no cumpla con dichas obligaciones, su acceso al capital podría verse restringido o, si ya se han desembolsado los fondos, podría exigirse su reembolso. Eventos fuera del control de la Compañía pueden contribuir al incumplimiento de dichas obligaciones por parte de la misma. Además, la facilidad de crédito de la Compañía puede imponerle restricciones operativas y financieras que podrían incluir limitaciones en cuanto al pago de dividendos, la recompra o la realización de otras distribuciones con respecto a los valores de la Compañía, la contratación de endeudamiento adicional, la concesión de garantías, la asunción de préstamos, la realización de inversiones de capital, la participación en fusiones, ofertas públicas de adquisición o la enajenación de activos, entre otras. Los prestamistas de la Compañía utilizan las reservas de la Compañía, los precios de las materias primas, la tasa de descuento aplicable y otros factores para determinar periódicamente la base de endeudamiento de la Compañía. Los precios de las materias primas siguen siendo volátiles como consecuencia de diversos factores, entre los que se incluyen la incertidumbre política, las medidas adoptadas para limitar la producción de los países de la OPEP y de otros países no pertenecientes a la OPEP, la guerra entre Rusia y Ucrania, el conflicto entre Israel y Palestina, el conflicto entre Estados Unidos y Venezuela, las pandemias y la producción de los productores de esquisto de Estados Unidos.

La próxima revisión anual en virtud de la facilidad de crédito de la Compañía está programada para mayo de 2027. La base de endeudamiento de la Compañía podría disminuir como consecuencia de las fluctuaciones de los precios de petróleo y gas natural, las dificultades operativas, la disminución de las reservas, el aumento imprevisto de los costos, la falta de suficientes prestamistas dispuestos a participar en la facilidad y los requisitos o regulaciones en materia de préstamos. Si se ha utilizado la facilidad de crédito, esto podría dar lugar a la obligación de reembolsar una parte, o la totalidad, del endeudamiento de la Compañía.

5.4.3 FINANCIAMIENTO ADICIONAL

Dependiendo de los planes futuros de exploración, desarrollo, adquisición y desinversión, es posible que Parex requiera financiación adicional. La capacidad de Parex para obtener dicha financiación en el futuro dependerá, en parte, de las condiciones imperantes en los mercados de capitales, de los riesgos asociados a las operaciones internacionales, así como del desempeño comercial de Parex. Las fluctuaciones periódicas en los precios de las materias primas podrían afectar las políticas de préstamo de futuros prestamistas potenciales. Esto, a su vez, podría limitar las perspectivas de crecimiento a corto plazo o incluso obligar a Parex a utilizar los saldos de efectivo disponibles o los flujos de fondos generados por las operaciones, enajenar propiedades o obtener nuevos fondos de capital para continuar con nuestras operaciones en caso de que se produzca una caída de los precios de la energía, resultados de perforación decepcionantes o perturbaciones económicas o políticas en países extranjeros. No hay garantía de que Parex tenga éxito en sus esfuerzos por obtener financiación adicional en términos que le resulten satisfactorios. Debido a las condiciones de la industria del petróleo y el gas, a la volatilidad económica mundial y al hecho de que la Compañía opera en un país con un mercado emergente, es posible que la Compañía tenga, en ocasiones, un acceso restringido al capital y mayores costos de endeudamiento. Si se obtiene financiación adicional mediante la emisión de acciones de la tesorería de Parex, el control de Parex podría cambiar y los accionistas podrían sufrir una dilución adicional.

Como resultado de la volatilidad económica y política mundial, es posible que la Compañía tenga, en ocasiones, un acceso restringido al capital y mayores costos de endeudamiento. No obtener dicha financiación a tiempo podría llevar a la Compañía a perder sus derechos sobre ciertas propiedades, renunciar a ciertas oportunidades de adquisición y reducir o cesar sus operaciones. Si los ingresos de la Compañía procedentes de sus reservas disminuyen como consecuencia de la caída de los precios del petróleo y el gas natural o por cualquier otro motivo, ello afectará la capacidad de la Compañía para invertir el capital necesario para reponer sus reservas o mantener su producción.

En la medida en que las fuentes externas de capital se vuelvan limitadas, no estén disponibles o se ofrezcan en condiciones onerosas, la capacidad de la Compañía para realizar inversiones de capital y mantener los activos existentes podría verse mermada, y sus activos, pasivos, negocio, situación financiera y resultados de operaciones podrían verse afectados de manera adversa y material como consecuencia de ello. Además, el desarrollo futuro de las propiedades petroleras de la Compañía podría requerir financiación adicional, y no hay garantías de que dicha financiación esté disponible ni, en caso de estarlo, de que se obtenga en términos aceptables. Por otra parte, cualquier financiación disponible podría tener un efecto altamente dilutivo para los accionistas existentes. No obtener la financiación necesaria para los planes de inversión de capital de la Compañía podría provocar un retraso en el desarrollo o la producción de las propiedades de la Compañía.

5.4.4 PRECIO DE MERCADO DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

El precio de cotización de los valores de los emisores de petróleo y gas natural está sujeto a una volatilidad sustancial, a menudo basada en factores relacionados y no relacionados con el desempeño financiero o las perspectivas de los emisores involucrados. Los factores no relacionados con el desempeño de la Compañía podrían incluir la evolución macroeconómica en Canadá, en América del Norte o a nivel mundial, los precios de las materias primas a nivel nacional y mundial, o las percepciones actuales del mercado del petróleo y el gas. En los últimos años, la volatilidad de las materias primas ha aumentado, en parte debido a la implementación del comercio automatizado y a la disminución del comercio discrecional de materias primas. De manera similar, el precio de mercado de las Acciones Ordinarias podría estar sujeto a fluctuaciones significativas en respuesta a variaciones en los resultados operativos, la situación financiera, la liquidez y otros factores internos de la Compañía. En consecuencia, el precio al que cotizarán las Acciones Ordinarias no puede predecirse con exactitud.

5.4.5 ACTIVISMO DE ACCIONISTAS

El activismo de los accionistas ha ido en aumento tanto a nivel general como en el sector energético. Es posible que, en ocasiones, los Inversionistas intenten introducir cambios en el negocio o sistema de gobierno de Parex mediante propuestas de accionistas, campañas públicas, solicitudes de representación o cualquier otro medio. Tales acciones podrían afectar adversamente a la Compañía al distraer a la Junta Directiva y a los empleados de las operaciones comerciales fundamentales, al aumentar los honorarios de asesoría y los costos relacionados, al interferir en la capacidad de la Compañía para llevar a cabo con éxito transacciones y planes estratégicos, y al generar una percepción de incertidumbre sobre la dirección futura del negocio.

5.4.6 EMISIÓN DE DEUDA

En ocasiones, la Compañía podría realizar transacciones para adquirir activos o acciones de otras entidades. Estas transacciones pueden financiarse total o parcialmente con deuda, lo que podría aumentar los niveles de endeudamiento de la Compañía por encima de los estándares de la industria para empresas de petróleo y gas natural de tamaño similar. Dependiendo de los planes futuros de exploración y desarrollo, es posible que la Compañía requiera una financiación adicional de la deuda que podría no estar disponible o, en caso de estarlo, podría no ofrecerse en términos favorables. Ni los estatutos ni el reglamento interno de la Compañía limitan el monto de endeudamiento en el que la Compañía puede incurrir. El nivel de endeudamiento de la Compañía en ocasiones podría limitar su capacidad para obtener financiación adicional a tiempo y así aprovechar las oportunidades de negocio que puedan surgir.

5.4.7 DILUCIÓN

Con el fin de financiar operaciones futuras u oportunidades de adquisición, la Compañía puede emitir Acciones Ordinarias o recaudar fondos mediante la emisión de Acciones Ordinarias o la emisión de instrumentos de deuda o valores convertibles en Acciones Ordinarias, lo cual tendrá un efecto dilutivo para los accionistas de Parex.

La Compañía no puede predecir el tamaño de las futuras emisiones de Acciones Ordinarias o la emisión de instrumentos de deuda u otros valores convertibles en Acciones Ordinarias, ni el efecto, si lo hubiera, que las futuras emisiones y ventas de los valores de la Compañía tendrán sobre el precio de mercado de las Acciones Ordinarias.

5.4.8 RIESGO DE CRÉDITO DE TERCEROS

Parex puede estar expuesta al riesgo de crédito de terceros a través de sus acuerdos contractuales con clientes actuales o futuros de sus ventas de petróleo crudo y gas natural, así como con las contrapartes de los contratos de gestión de riesgo de derivados de la Compañía. Además, Parex puede estar expuesta al riesgo de crédito de terceros derivado de los compradores de activos de Parex en relación con diversas obligaciones, incluyendo las obligaciones de abandono y recuperación de pozos asumidas por los compradores. Si dichos terceros incumplieran sus obligaciones contractuales con Parex, tales incumplimientos podrían tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía. El uso de contratos de gestión de riesgo de derivados implica el riesgo de que las contrapartes no puedan cumplir con las condiciones financieras de dichas transacciones. Parex no puede predecir los cambios en la solvencia o la capacidad de cumplimiento de una contraparte. Incluso si Parex predice con precisión los cambios repentinos, la capacidad de la Compañía para contrarrestar este riesgo puede verse limitada en función de las condiciones del mercado y de los términos contractuales de los acuerdos. Durante los periodos en los que bajan los precios de las materias primas, las posiciones en derivados por cobrar de la Compañía suelen aumentar, lo que incrementa la exposición crediticia de la Compañía frente a la contraparte. En caso de que alguno de dichos terceros sea objeto de una petición de quiebra, se declare insolvente o presente una propuesta o inicie cualquier procedimiento relacionado con la quiebra o la insolvencia, es posible que Parex no pueda cobrar la totalidad o una parte de las cantidades que le adeuden dichas partes. Cualquiera de estos factores podría afectar material y adversamente los resultados financieros y operativos de la Compañía.

5.4.9 VARIACIÓN EN LAS TASAS DE CAMBIO

La principal exposición de la Compañía al riesgo cambiario se relaciona con la fijación de precios de las divisas denominadas en CAD y COP, ya que la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense. La Compañía tiene exposición en Colombia y Canadá a costos tales como gastos de capital, salarios locales, regalías e impuestos sobre la renta, los cuales pueden estar denominados en moneda local.

La tasa de cambio USD/COP ha fluctuado significativamente en los últimos años. Teniendo en cuenta los efectos de la inflación, la volatilidad de las tasas de interés en Estados Unidos y Colombia, las diferentes perspectivas de crecimiento mundial, las pandemias, las tensiones políticas en las principales economías del mundo, los precios actuales del petróleo crudo y las previsiones para los próximos años, así como la incertidumbre política en Colombia, no existe una visión clara de cómo se comportarán el dólar estadounidense y el peso colombiano a mediano y largo plazo. Se espera que la continua volatilidad de los mercados siga provocando fluctuaciones del dólar estadounidense que seguirán siendo difíciles de prever.

5.4.10 INFLACIÓN, GESTIÓN DE COSTOS Y TASAS DE INTERÉS

Parex podría experimentar altos niveles de inflación, alteraciones en la cadena de suministro, presiones inflacionarias sobre los costos, limitaciones de equipos, un aumento en los costos de suministro y en los precios de las materias primas, así como una mayor intervención gubernamental a través de gastos de estímulo o regulaciones adicionales. Estos factores podrían aumentar los costos de la Compañía. La incapacidad de la Compañía para gestionar los costos puede afectar la rentabilidad de los proyectos y las futuras decisiones de desarrollo, lo que podría tener un efecto material adverso en su desempeño financiero y sus flujos de efectivo.

El costo o la disponibilidad de equipos para yacimientos de petróleo y gas puede afectar adversamente la capacidad de la Compañía para emprender proyectos de exploración, desarrollo y construcción. La industria de petróleo y gas es de naturaleza cíclica y es propensa a sufrir escaseces en el suministro de equipos y servicios, entre los que se incluyen plataformas de perforación, servicios geológicos y geofísicos, servicios de ingeniería y construcción, equipos de gran envergadura para proyectos de infraestructura y materiales de construcción en general. Estos materiales y servicios podrían no estar disponibles a precios razonables cuando se necesiten. No poder obtener los servicios y equipos necesarios para las operaciones de la Compañía al precio previsto, en el plazo previsto o, no poder obtenerlos en absoluto, podría tener un efecto adverso en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de la Compañía.

Además, muchos bancos centrales, entre ellos el Banco de Canadá, el Banco de la República y la Reserva Federal de los Estados Unidos, han tomado medidas para subir las tasas de interés con el fin de combatir la inflación, a lo que ha seguido una modesta bajada de las tasas a medida que se han ido estabilizando las tensiones sobre la inflación. El aumento de los costos de endeudamiento y la volatilidad de las tasas de interés en el futuro pueden afectar la rentabilidad de los proyectos y las decisiones de desarrollo futuro, lo que podría tener un efecto material adverso en los resultados financieros y flujos de efectivo de la Compañía. La subida de las tasas de interés también podría provocar una recesión en Canadá, Estados Unidos, Colombia u otros países. Una recesión puede repercutir adversamente en la demanda de crudo y gas natural, provocando una reducción en los precios de las materias primas.

Un aumento de las tasas de interés podría provocar un incremento de los gastos de financiación de la Compañía y un deterioro del costo del capital, lo que podría afectar adversamente la capacidad de la Compañía para ejecutar determinados proyectos, los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Por último, si en el futuro Parex contrae una nueva deuda para financiar el capital de trabajo, proyectos de capital o adquisiciones, las tasas de interés y los diferenciales vigentes en un momento determinado podrían resultar menos favorables en términos de costo, lo que podría afectar adversamente la situación financiera y los resultados de operaciones de la Compañía.

5.4.11 SEGUROS Y SEGURIDAD

Parex mantiene una cobertura de seguros como parte de su programa de gestión de riesgos. Sin embargo, es posible que dicho seguro no ofrezca una cobertura completa en todas las circunstancias, y que no todos los riesgos sean asegurables. Parex asume la cobertura de algunos riesgos por su cuenta, y su póliza de seguro no cubre todos los costos derivados de la asignación de responsabilidades y del riesgo de pérdidas que surgen de las operaciones de la Compañía.

Las pólizas de seguros de la Compañía suelen renovarse anualmente y, dependiendo de factores como las condiciones del mercado, las primas, los límites de las pólizas y/o los deducibles de determinadas pólizas de seguros podrían variar sustancialmente. En algunos casos, ciertos seguros pueden dejar de estar disponibles o estarlo sólo para montos de cobertura reducidos. Un aumento significativo de los costos podría llevar a Parex a tomar la decisión de reducir o posiblemente eliminar la cobertura. Además, la cobertura de seguro se contrata con varias aseguradoras externas, a menudo mediante acuerdos de seguro por niveles, y algunas de ellas pueden dejar de ofrecer cobertura por motivos relacionados con sus propias políticas o por razones estratégicas. Si alguna de estas aseguradoras se negara a seguir proporcionando cobertura de seguro, la exposición global al riesgo de la Compañía podría aumentar y Parex podría incurrir en costos significativos.

Colombia tiene un historial conocido de problemas de seguridad. La Compañía y su personal están sujetos a estos riesgos, pero a través de programas sociales y de seguridad efectivos, Parex considera que estos riesgos pueden gestionarse eficazmente. La Compañía mantiene seguros por un monto que considera adecuado y consistente con la práctica de la industria y sus operaciones; sin embargo, es difícil obtener cobertura de seguros para protegerse contra incidentes terroristas y, como resultado, el programa de seguros de la Compañía excluye esta cobertura. Por consiguiente, incidentes como este en el futuro podrían tener un impacto material adverso en las operaciones de la Compañía.

5.4.12 AJUSTES CONTABLES Y GANANCIAS

Las políticas contables de la Compañía se ajustan a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que constituyen los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá. La presentación de la información financiera de conformidad con las NIIF exige que la gerencia aplique determinadas políticas contables y realice ciertas estimaciones y supuestos que afectan los montos presentados en los estados financieros consolidados de la Compañía. La contabilidad conforme a las NIIF puede dar lugar a cargos no monetarios y/o reducciones del valor de los activos netos en los estados financieros trimestrales. Del mismo modo, también pueden registrarse ocasionalmente ganancias no monetarias y reversiones de las reducciones del valor de los activos. Dichos cargos no monetarios y reducciones del valor pueden ser mal recibidos por el mercado y dar lugar a la imposibilidad de obtener préstamos, y/o provocar una caída en el precio de las Acciones Ordinarias.

La reducción en los precios del petróleo y gas podría aumentar el riesgo de reducción del valor de las inversiones de Parex en propiedades de petróleo y gas. De conformidad con las NIIF, los costos de propiedad, planta y equipo se agrupan en unidades generadoras de efectivo ("**UGE**") para comprobar su deterioro. Las UGE se revisan para detectar indicadores de que el valor en libros de la UGE pueda superar su monto recuperable. Si existen indicios de deterioro, se calcula el monto recuperable de la UGE. El monto recuperable de una UGE se define como lo que resulte mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso. Si el valor en libros supera su monto recuperable, se registra una pérdida por deterioro en el resultado integral neto del periodo para reducir el valor en libros de la UGE a su monto recuperable. Aunque estas pérdidas por deterioro no afectarían el flujo de fondos generado por las operaciones, su contabilización en el resultado integral neto podría ser mal recibida por el mercado.

5.4.13 EFECTIVO PROVENIENTE DE SUBSIDIARIAS

Parex lleva a cabo todas sus operaciones en Colombia a través de subsidiarias y sucursales fuera de Canadá. Por lo tanto, en lo que respecta a estas participaciones, Parex dependerá del flujo de fondos generado por las operaciones de estas subsidiarias para cumplir con sus obligaciones, excluyendo cualquier capital o deuda adicional que pueda emitir en cada momento. La capacidad de las subsidiarias de Parex para realizarle pagos y transferirle efectivo puede verse limitada, entre otros aspectos, por el nivel de tributación, en particular los impuestos sobre las ganancias de empresas y las retenciones en la fuente, en la jurisdicción en la que opera Parex, así como por la introducción de controles de divisas y/o cambio o restricciones a la repatriación, o por la disponibilidad de divisas fuertes para su repatriación.

5.4.14 CONTROLES INTERNOS

Es necesario contar con controles internos eficaces para que la Compañía pueda presentar informes financieros fiables y ayudar a prevenir el fraude. Aunque la Compañía llevará a cabo una serie de procedimientos para ayudar a garantizar la fiabilidad de sus informes financieros, incluyendo los que le imponen las leyes canadienses sobre valores, la Compañía no puede estar segura de que dichas medidas garanticen que mantendrá un control adecuado sobre los procesos financieros y la presentación de informes. Debido a sus limitaciones inherentes, es posible que los controles y procedimientos de divulgación y los controles internos sobre la información financiera no logren prevenir o detectar incorrecciones; e incluso aquellos controles que se consideren eficaces solo pueden ofrecer una garantía razonable con respecto a la preparación y presentación de los estados financieros. La no implementación de los controles nuevos o mejorados que se requieren, o las dificultades que surjan en su implementación, podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía o impedir que cumpla con sus obligaciones de información. Si la Compañía o sus auditores independientes descubren una debilidad material, la divulgación de ese hecho, aunque se subsane rápidamente, podría reducir la confianza del mercado en los estados financieros de la Compañía y perjudicar el precio de cotización de las Acciones Ordinarias.

5.5 RIESGOS DE MERCADO Y DE MATERIAS PRIMAS

5.5.1 PRECIOS DE LAS MATERIAS PRIMAS, MERCADOS Y COMERCIALIZACIÓN

Numerosos factores que escapan al control de la Compañía afectan y seguirán afectando la comerciabilidad y el precio del petróleo y el gas natural que la Compañía adquiere, produce o descubre. En consecuencia, los precios de las materias primas representan el riesgo financiero más significativo para la Compañía. La capacidad de la Compañía para comercializar su petróleo y gas natural puede depender de su capacidad para adquirir capacidad en oleoductos y gasoductos con el fin de distribuir ese petróleo y gas natural a los mercados comerciales. Existen incertidumbres en cuanto a la capacidad de entrega relacionadas con la distancia a la que se encuentran las reservas de la Compañía de los oleoductos, gasoductos, instalaciones de procesamiento y almacenamiento, los problemas operativos que afectan a dichas instalaciones y la regulación gubernamental en materia de precios, impuestos, regalías, tenencia de la tierra, producción permitida y exportación de petróleo y gas natural. Muchos otros aspectos del negocio del petróleo y el gas natural también pueden afectar a la Compañía. En la actualidad, las ventas de petróleo crudo se basan generalmente en los precios de referencia del Brent, y están sujetas a diferenciales de precio según la calidad del crudo.

Los precios del petróleo y del gas natural están sujetos a grandes fluctuaciones como consecuencia de cambios relativamente menores en la oferta y la demanda de estos productos, la incertidumbre del mercado y una serie de factores adicionales que escapan al control de la Compañía. Entre estos factores se incluyen las condiciones económicas y políticas en Estados Unidos, Canadá, Europa, China, Oriente Medio y los mercados emergentes; las medidas adoptadas por la OPEP y otros países exportadores de petróleo y gas; la regulación gubernamental; la estabilidad política en Estados Unidos, Oriente Medio (incluyendo la guerra entre Israel y Palestina y la guerra entre Estados Unidos/Israel e Irán), Ucrania, Venezuela, el norte de África y otros lugares; la oferta y la demanda de petróleo y gas natural en el extranjero; los riesgos de alteración del suministro; el precio de las importaciones extranjeras, y la disponibilidad de fuentes de combustible alternativas. Los precios del petróleo y del gas natural también están sujetos a la disponibilidad de mercados extranjeros y a la capacidad de la Compañía para acceder a ellos. Una caída significativa de los precios podría dar lugar a una reducción de los ingresos netos de producción de la Compañía. La rentabilidad de la producción de algunos pozos podría verse afectada por la caída de los precios, lo que podría traducirse en una disminución de la producción de petróleo o gas natural y en una reducción tanto del volumen como del valor de las reservas de la Compañía. La Compañía también podría optar por no producir en ciertos pozos a precios más bajos.

El impacto de la volatilidad de los precios de las materias primas en la industria del petróleo y el gas natural es significativo. Durante periodos de precios altos, los productores pueden generar un flujo de fondos suficiente a partir de sus operaciones para llevar a cabo programas de exploración activos sin necesidad de capital externo. El aumento de los precios de las materias primas suele traducirse en periodos de gran actividad para los proveedores de servicios, lo que provoca un incremento en los costos de sus servicios. El costo de adquisición de terrenos o propiedades y los compromisos de trabajo asociados a los nuevos bloques de exploración pueden igualmente aumentar de precio durante estos periodos. Durante los periodos en que los precios de las materias primas son bajos, los costos de adquisición disminuyen, al igual que los fondos generados internamente que se destinan a actividades de exploración y desarrollo. Al disminuir la demanda, también pueden bajar los precios que cobran los distintos proveedores de servicios.

Todos estos factores podrían dar lugar a una disminución significativa de los ingresos netos previstos de la Compañía y a una reducción de sus actividades de producción, desarrollo y exploración de petróleo y gas natural. Cualquier caída sustancial y prolongada en el precio del petróleo y el gas natural tendría un efecto adverso en el valor en libros de las reservas de la Compañía, su capacidad de endeudamiento, ingresos, rentabilidad y el flujo de fondos generado por las operaciones, y podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía.

Los precios del petróleo y el gas natural pueden ser volátiles por diversas razones, entre ellas la incertidumbre del mercado respecto a la oferta y la demanda de estas materias primas debido a la situación actual de las economías mundiales, las pandemias, las medidas adoptadas por los productores de la OPEP y los no pertenecientes a la OPEP en materia de suministro, la incertidumbre política, las sanciones impuestas a ciertos países productores de petróleo por parte de otros países y los conflictos en curso en Sudamérica, Oriente Medio, la guerra entre Rusia y Ucrania, la guerra entre Israel y Palestina y en otros lugares. La volatilidad de los precios del petróleo y el gas natural dificulta la estimación del valor de las propiedades en producción para su adquisición y, a menudo, provoca alteraciones en el mercado de propiedades en producción de petróleo y gas natural, ya que compradores y vendedores tienen dificultades para ponerse de acuerdo sobre dicho valor. La volatilidad de los precios también dificulta la elaboración de presupuestos y la previsión de la rentabilidad de los proyectos de adquisición, desarrollo y explotación. La Compañía supervisa las condiciones del mercado y puede recurrir de forma selectiva a instrumentos derivados para reducir su exposición a las fluctuaciones del precio del petróleo crudo. Sin embargo, la Compañía considera que no es ni adecuado ni posible eliminar al 100% su exposición a la volatilidad de los precios de las materias primas.

5.5.2 PETRÓLEO CRUDO PESADO

Las ventas de petróleo crudo de Parex se basan generalmente en los precios de referencia del Brent y están sujetas a diferenciales de precios según la calidad del crudo y el transporte. El crudo pesado representa una parte importante de la mezcla de producción de Parex, y los precios realizados para dicha producción se basarán típicamente en las mezclas de crudo pesado colombiano (como Vasconia), que se cotizan con un descuento respecto al Brent y otros índices de referencia de crudos más ligeros. El monto de ese descuento depende de numerosos factores que escapan al control de Parex, entre ellos la oferta y la demanda mundiales de crudo pesado, la capacidad de refinación disponible para crudos pesados y ácidos, la oferta competitiva de crudo pesado procedente de otras regiones productoras, y la disponibilidad y el costo de la capacidad de transporte por oleoducto, almacenamiento y transporte marítimo necesaria para trasladar la producción de Parex desde las cuencas de los Llanos y del Magdalena hasta las terminales de exportación en la costa del Caribe. La capacidad de Parex para alcanzar precios comparables a los índices de referencia más ligeros también podría verse afectada por limitaciones en la capacidad de entrega, problemas operativos que afecten los oleoductos y las instalaciones, y su habilidad para adquirir capacidad en los oleoductos con el fin de suministrar crudo a los mercados comerciales. Los contratos de gestión de riesgo de los precios de las materias primas de Parex suelen basarse en el Brent y es posible que no resulten eficaces para mitigar la exposición a un aumento de los diferenciales del crudo pesado. Un aumento prolongado de los diferenciales del crudo pesado, o un periodo prolongado de precios bajos realizados del crudo pesado, podría reducir el flujo de fondos de Parex generado por las operaciones y los Netbacks, hacer que ciertos pozos o proyectos de desarrollo dejen de ser rentables, reducir el valor de las reservas de la Compañía y la base de endeudamiento en virtud de la facilidad de crédito de la Compañía, y tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones, los flujos de efectivo y las perspectivas de Parex.

5.5.3 DEMANDA Y PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS

Las medidas de ahorro energético, los requisitos sobre combustibles alternativos, la creciente demanda de los consumidores de alternativas al petróleo y al gas natural, y los avances tecnológicos en materia de ahorro de combustible y dispositivos de generación de energía renovable podrían reducir la demanda de petróleo e hidrocarburos líquidos. Recientemente, algunas jurisdicciones han puesto en marcha políticas o incentivos para disminuir el uso de combustibles fósiles y fomentar el uso de alternativas de combustibles renovables, lo que podría disminuir la demanda de productos derivados del petróleo y ejercer una presión a la baja sobre los precios de las materias primas. Además, los avances en productos de bajo consumo tienen un efecto similar en la demanda de productos derivados del petróleo y el gas. La Compañía no puede predecir el impacto de la demanda cambiante de productos derivados del petróleo y el gas natural, y cualquier cambio importante podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y el flujo de fondos generado por las operaciones de la Compañía al disminuir su rentabilidad, aumentar sus costos, limitar su acceso al capital y disminuir el valor de sus activos.

5.5.4 GESTIÓN DE RIESGOS DE PRECIOS DE MATERIAS PRIMAS O DIVISAS

En ocasiones, la Compañía puede celebrar acuerdos para recibir precios fijos por su producción de petróleo y gas natural con el fin de compensar el riesgo de pérdidas de ingresos en caso de que los precios de las materias primas disminuyan. Sin embargo, en la medida en que la Compañía realice actividades de gestión del riesgo de precios para protegerse de las caídas en los precios de las materias primas, también podría verse impedida de obtener todos los beneficios de los aumentos de precios por encima de los niveles de los instrumentos derivados utilizados para gestionar dicho riesgo. Además, los acuerdos de gestión de riesgos de la Compañía pueden exponerla al riesgo de sufrir pérdidas financieras en determinadas circunstancias, entre las que se incluyen los casos en que: la producción sea inferior a los volúmenes cubiertos o los precios caigan significativamente por debajo de lo previsto; se produzca un aumento de los diferenciales de precios entre los puntos de entrega de la producción y el punto de entrega previsto en el acuerdo de gestión de riesgos; las contrapartes de los acuerdos de gestión de riesgos u otros contratos de gestión del riesgo de precios incumplan sus obligaciones en virtud de dichos acuerdos; o un evento repentino e inesperado afecte de manera material los precios del petróleo y del gas natural. La Compañía también puede celebrar acuerdos para recibir divisas a un precio fijo o fijar las tasas de interés de la deuda basadas en tasas variables. Por lo tanto, al igual que en la gestión del riesgo de los precios de las materias primas, existen riesgos asociados a cualquier contrato de swap de divisas o tasas de interés, o a cualquier contrato de derivados sobre materias primas.

5.5.5 RIESGO DE AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO LOCAL LÍQUIDO PARA LAS ACCIONES EN COLOMBIA

Aunque las Acciones Ordinarias tienen un Mercado Secundario activo en la TSX, su registro y negociación en la BVC es reciente, por lo que no existe un historial de negociación local. No hay garantía de que se desarrolle o mantenga un Mercado Secundario líquido y activo para las Acciones en la BVC, ni de que los Inversionistas en Colombia puedan comprar o vender sus Acciones en el momento y al precio que deseen. La liquidez del mercado local dependerá, entre otros factores, del número de Inversionistas colombianos interesados, los volúmenes de negociación y la eficiencia de los mecanismos de custodia y liquidación transfronterizos entre DECEVAL y el depósito internacional. Una menor liquidez en el mercado local podría afectar negativamente el precio al que los Inversionistas pueden negociar sus Acciones en Colombia.

Los Inversionistas en Colombia deben considerar cuidadosamente que el Emisor, en su calidad de emisor extranjero con valores inscritos en el RNVE y listados en la BVC, podría en el futuro solicitar la cancelación voluntaria de dicha inscripción, lo cual tendría implicaciones significativas para los tenedores locales de las Acciones.

5.5.6 RIESGO ASOCIADO A LA NATURALEZA INDEPENDIENTE Y A LAS MODIFICACIONES DEL INSTRUCTIVO OPERATIVO

Los Inversionistas en Colombia deben tener en cuenta que varios aspectos relacionados con la tenencia de las Acciones en Colombia, incluyendo el pago de dividendos, la devolución de impuestos y el ejercicio de los derechos económicos y políticos, se rigen por los procedimientos descritos en el Instructivo Operativo de DECEVAL. El Instructivo Operativo es un documento independiente, de carácter general para el mercado, que no hace parte de este Prospecto. En consecuencia, el Instructivo Operativo podrá ser modificado, actualizado o sustituido periódicamente por DECEVAL, sin que ello implique una modificación de este Prospecto. Dichas modificaciones podrían alterar, entre otros, los procedimientos, plazos, costos y requisitos aplicables al ejercicio de los derechos asociados a las Acciones desde Colombia.

Por lo anterior, los Inversionistas en Colombia deberán consultar la versión vigente del Instructivo Operativo antes de invertir en las Acciones y durante todo el tiempo de su tenencia. El Instructivo Operativo y sus actualizaciones estarán disponibles en el sitio web de DECEVAL (www.deceval.com.co) y en el sitio web del Emisor (www.parexresources.com). Las actualizaciones del Instructivo Operativo serán divulgadas al mercado a través de los medios dispuestos por DECEVAL, incluyendo la publicación de la nueva versión en los sitios web antes indicados, y, cuando corresponda, por la Compañía. En caso de no consultar la

versión vigente del Instructivo Operativo, los Inversionistas podrían verse expuestos a dificultades en el ejercicio oportuno de sus derechos o a costos o demoras no previstos.

5.6 RIESGOS CONTRACTUALES Y DE CONTRAPARTE

5.6.1 NO OBTENCIÓN DE LOS BENEFICIOS ANTICIPADOS DE ADQUISICIONES Y ENAJENACIONES

Parex completó recientemente la Adquisición de Frontera. Además, la Compañía considera adquisiciones y enajenaciones de negocios y activos en el giro ordinario de su negocio. La obtención de los beneficios derivados de las adquisiciones depende de que se logre consolidar con éxito las funciones e integrar las operaciones y los procedimientos de manera oportuna y eficiente, así como de la capacidad de la Compañía para aprovechar las oportunidades de crecimiento y las sinergias previstas al combinar los negocios y operaciones adquiridos con los de la Compañía. La integración de los negocios y activos adquiridos puede requerir un esfuerzo de gestión, tiempo y recursos sustanciales, desviando la atención de la gerencia de otras oportunidades estratégicas y asuntos operativos. La gerencia evalúa continuamente el valor y la contribución de los servicios prestados por terceros y los activos necesarios para proporcionar dichos servicios. En este sentido, los activos no esenciales pueden ser enajenados periódicamente para que la Compañía pueda enfocar sus esfuerzos y recursos de manera más eficiente. Dependiendo del estado del mercado para dichos activos no esenciales, es posible que ciertos activos no esenciales de la Compañía obtengan un valor menor en su enajenación que su valor en libros en los estados financieros de la Compañía.

Es posible que en el futuro Parex adquiera propiedades y operaciones de petróleo y gas natural fuera de Colombia, cuya expansión podría presentar desafíos y riesgos que Parex no ha enfrentado en el pasado, cualquiera de los cuales podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y/o la situación financiera de Parex.

5.6.2 LITIGIOS GENERALES Y EN MATERIA DE PROPIEDAD INTELECTUAL

En el giro ordinario de las operaciones de la Compañía, esta podría verse implicada, ser nombrada parte o ser objeto de diversos procedimientos legales, incluyendo procedimientos regulatorios, procedimientos fiscales y acciones legales. Pueden surgir posibles litigios en relación con lesiones personales (incluyendo aquellas resultantes de la exposición a sustancias peligrosas, daños a la propiedad, impuestos sobre la propiedad, derechos de tierra y acceso, cuestiones ambientales, incluyendo reclamaciones relacionadas con contaminación o daños a recursos naturales, y disputas contractuales). No es posible predecir con certeza el resultado de los procedimientos en curso, pendientes o futuros, y estos podrían resolverse en contra de la Compañía y, como resultado, podrían tener un efecto material adverso en los activos, pasivos, negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía. Incluso si la Compañía prevalece en cualquiera de dichos procedimientos legales, los procedimientos podrían resultar costosos y requerir mucho tiempo, y podrían desviar la atención de la gerencia y del personal clave de la Compañía de las operaciones comerciales, lo que podría tener un efecto adverso en la situación financiera de la Compañía.

Las sucursales colombianas de las subsidiarias de la Compañía están sujetas a reclamaciones, tanto presentadas como no presentadas, que surgen en el giro ordinario del negocio, incluyendo procedimientos judiciales y regulatorios. La Compañía ha constituido provisiones para aquellos asuntos en los que los pagos sean probables y puedan estimarse de manera razonable. Si bien el resultado de estos asuntos está sujeto a una resolución futura, la gerencia no espera que la resolución definitiva de estos asuntos, individual o conjuntamente, tenga un efecto material adverso en la posición financiera, los resultados de las operaciones o los flujos de efectivo de la Compañía. La Compañía cuenta con cobertura de seguro de responsabilidad civil respecto a algunos de estos asuntos; sin embargo, no puede haber garantía de que dicha cobertura sea suficiente para proteger contra todas las responsabilidades potenciales.

Además, los rápidos avances en la tecnología del petróleo y el gas aumentan el riesgo de disputas sobre propiedad intelectual. La Compañía puede enfrentar demandas por infracción o iniciar acciones contra

terceros por infringir sus derechos. Dichos litigios pueden ser costosos, interrumpir el desarrollo de activos y desviar recursos técnicos y de gestión, incluso si se resuelven a favor de la Compañía. En caso de un resultado adverso como parte demandada en cualquiera de estos litigios, es posible que a la Compañía se le exija, entre otras cosas:

- pagar una indemnización considerable por daños y/o cesar el desarrollo, uso, venta o importación de procesos que infrinjan otros derechos de propiedad intelectual patentados;
- invertir importantes recursos para desarrollar o adquirir propiedad intelectual no infractora;
- suspender los procesos que incorporen tecnología infractora; o
- obtener licencias sobre la propiedad intelectual infractora.

Sin embargo, es posible que la Compañía no tenga éxito en dicho desarrollo o adquisición, o que dichas licencias no estén disponibles en términos razonables. Cualquier desarrollo, adquisición o licencia de este tipo podría requerir la inversión de una cantidad considerable de tiempo y otros recursos, y podría tener un efecto material adverso en el negocio y la situación financiera de la Compañía.

5.6.3 RIESGO DE CONTINGENCIAS CONTRACTUALES Y OBLIGACIONES DE FINANCIAMIENTO IMPREVISTAS

Parex está sujeta a ciertas contingencias contractuales que, de producirse, podrían afectar su negocio, situación financiera o resultados de operaciones.

Algunos de los acuerdos comerciales de Parex (incluyendo los acuerdos de operación conjunta) contienen disposiciones que la obligan, en caso de producirse ciertos eventos específicos, a atender solicitudes de desembolso de efectivo, aportar capital, aceptar la dilución de la participación de la Compañía o proporcionar garantías financieras. Si estas contingencias llegaran a ocurrir, es posible que Parex no tenga la capacidad de recaudar los fondos necesarios para financiar dichas obligaciones contingentes.

5.6.4 INCUMPLIMIENTO DE CONFIDENCIALIDAD

Al analizar posibles relaciones comerciales u otras transacciones con terceros, la Compañía puede revelar información confidencial relacionada con el negocio, las operaciones o los asuntos de la Compañía. Aunque, por lo general, los terceros firman acuerdos de confidencialidad antes de la divulgación de cualquier información confidencial, un incumplimiento podría exponer a la Compañía a un riesgo competitivo y causar un daño significativo a su negocio. El perjuicio al negocio de la Compañía derivado de un incumplimiento de la confidencialidad no puede cuantificarse en la actualidad, pero podría ser material y no ser susceptible de reparación mediante indemnización de perjuicios. No existe garantía alguna de que, en caso de un incumplimiento de la confidencialidad, la Compañía pueda obtener de manera oportuna, o incluso en absoluto, medidas de equidad —tales como medidas cautelares— ante un tribunal de jurisdicción competente, a fin de prevenir o mitigar cualquier perjuicio a su negocio que dicho incumplimiento pueda causar.

5.6.5 VENCIMIENTO CONTRACTUAL

Es posible que Parex no pueda encontrar fuentes de ingresos alternativas para reemplazar los ingresos que se puedan perder al vencimiento de ciertos Contratos E&P, Contratos de Asociación o Convenios. Aunque es posible que Parex quiera prorrogar sus Contratos E&P más allá de su fecha de vencimiento original, no hay garantía de que dicha prórroga sea aceptada ni, en caso de serlo, de que las contrapartes de dichos contratos acepten unas condiciones que resulten aceptables para Parex. En caso de que se rescindan dichos contratos, los pozos en producción, los edificios, las instalaciones y demás bienes inmuebles e infraestructuras relacionados con los yacimientos objeto de dichos contratos se revertirán sin compensación adicional a favor de Parex, lo que podría tener un efecto adverso en el negocio de la Compañía.

5.6.6 SOSTENIBILIDAD DE LAS RELACIONES ESTRATÉGICAS

Para desarrollar su negocio, Parex puede utilizar sus relaciones comerciales para establecer relaciones estratégicas, las cuales pueden adoptar la forma de acuerdos de operación conjunta con Ecopetrol, operaciones conjuntas con otras entidades privadas o con organismos gubernamentales locales, o acuerdos contractuales con otras empresas de petróleo y gas, incluyendo aquellas que suministran equipos y otros recursos que Parex utiliza en sus negocios. Es posible que Parex no pueda establecer estas relaciones estratégicas o, si las establece, que no pueda mantenerlas. Si las relaciones estratégicas de Parex no se establecen o mantienen, sus perspectivas de negocio podrían verse limitadas, lo que podría disminuir la capacidad de Parex para llevar a cabo sus operaciones.

5.6.7 ACUERDOS DE OPERACIÓN CONJUNTA

En el marco del desarrollo del negocio de Parex, la empresa ha participado en diversas actividades de operación conjunta para explorar o desarrollar ciertos activos de hidrocarburos. El éxito y el calendario de las actividades de Parex, que se desarrollan a través de estos acuerdos de operación conjunta, dependen de una serie de factores que escapan a su control, entre los que se incluyen la aprobación por parte de otros participantes de decisiones importantes relativas a la dirección y operación de los activos y al desarrollo de ciertos proyectos, el calendario y el monto de los gastos de capital necesarios para cumplir con los compromisos mínimos de trabajo, así como los objetivos e intereses de los demás participantes. No cumplir de manera satisfactoria con las exigencias o expectativas de todas las partes podría afectar la participación de Parex en la gestión de un activo de operación conjunta y podría dar lugar a que pierda el derecho contractual sobre dicho activo o proyecto. En consecuencia, es posible que Parex deba asumir costos adicionales significativos que, de otro modo, no estaría dispuesta a asumir, con el fin de cumplir con las obligaciones de ciertos compromisos de trabajo para preservar sus derechos contractuales sobre ciertos activos de hidrocarburos que se consideran esenciales para el negocio y las operaciones de Parex.

5.7 RIESGOS RELACIONADOS CON LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA

5.7.1 AJUSTE DEL PRECIO DE COMPRA EN CASO DE QUE SE CUMPLA LA CONDICIÓN QUIFA

Es posible que Parex deba pagar US$25 millones adicionales a Frontera si se cumple la Condición Quifa. El Contrato de Asociación Quifa, en virtud del cual Sabana Colombia posee una participación operativa del 60% en su mayor bloque productor, tiene programado finalizar en diciembre de 2031. A la terminación del Contrato de Asociación Quifa, todos los pozos en producción, edificios y cualquier otro bien inmueble situado en el bloque Quifa revertirán a Ecopetrol sin costo alguno. En 2025, el bloque Quifa representó más del 40% de la producción de Frontera E&P procedente de sus propiedades en Colombia. Si bien las partes tienen la intención de buscar una prórroga del Contrato de Asociación Quifa, no puede haber garantía de que Ecopetrol acepte una prórroga o de que cualquier prórroga, si se acuerda, sea en términos aceptables para la Compañía. El cumplimiento de la Condición Quifa dependerá de que Parex pueda negociar con éxito la prórroga requerida en términos aceptables para Parex. El incumplimiento de la Condición Quifa puede afectar adversamente los resultados operativos de Parex.

5.7.2 LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA PODRÍA NO LOGRAR LOS BENEFICIOS PREVISTOS

Aunque Parex espera obtener ciertos beneficios como resultado de la Adquisición de Frontera, existe la posibilidad de que no logre integrar con éxito a Frontera E&P en sus operaciones para obtener los beneficios previstos de la Adquisición de Frontera, o que no pueda hacerlo dentro del plazo previsto.

Parex espera implementar ciertas mejoras operativas e iniciativas de ahorro de costos tras haber completado la Adquisición de Frontera. Cualquier ahorro de costos que Parex obtenga de tales esfuerzos puede diferir materialmente de sus estimaciones. Además, cualquier ahorro en los costos que logre Parex podría verse contrarrestado, total o parcialmente, por una disminución de los ingresos o por un aumento

de otros gastos. Los planes de mejoras operativas y ahorro de costos de Parex están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres que pueden cambiar en cualquier momento.

Para integrar de manera eficaz a Frontera E&P en las operaciones de Parex, Parex debe establecer los sistemas y controles operativos, administrativos, financieros y de gestión adecuados, así como las funciones de mercadeo relacionadas con Frontera E&P. Estas iniciativas, junto con la integración continua tras la Adquisición de Frontera, requieren una atención considerable por parte de la gerencia de Parex. Esta desviación de la atención de la gerencia, así como cualquier otra dificultad que Parex pueda encontrar en el proceso de integración, podría tener un efecto adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de Parex. No hay garantía de que Parex logre integrar con éxito las operaciones de Frontera E&P y, por lo tanto, de que se materialicen los beneficios esperados de la Adquisición de Frontera.

5.7.3 PASIVOS INESPERADOS Y RIESGOS DE VALORACIÓN DE ACTIVOS

Para que una adquisición tenga éxito, es necesario evaluar una serie de factores, entre los que se incluyen las estimaciones de las reservas recuperables, el potencial de exploración, los precios futuros del petróleo y el gas natural, la idoneidad de los derechos de propiedad, los costos operativos y de capital, así como las posibles responsabilidades ambientales y de otro tipo. Aunque la Compañía generalmente lleva a cabo una revisión de las propiedades que adquiere, lo cual considera consistente con las prácticas de la industria, no hay garantía de que haya identificado todos los problemas existentes o potenciales asociados con Frontera E&P, o que sea capaz de mitigar cualquier problema identificado. Dichas evaluaciones son inexactas y su precisión es intrínsecamente incierta.

La Compañía ha llevado a cabo la debida diligencia en relación con la Adquisición de Frontera; sin embargo, es posible que su revisión no le permita familiarizarse suficientemente con las propiedades para evaluar plenamente sus deficiencias y capacidades. La Compañía no ha inspeccionado todos los pozos existentes en las propiedades de Frontera E&P. Incluso cuando la Compañía inspecciona un pozo, no siempre detecta los problemas estructurales, de subsuelo, de titularidad y ambientales que puedan existir o surgir. También podría haber pasivos de Frontera E&P que la Compañía no haya detectado o que no haya podido cuantificar en su debida diligencia, y es posible que no se le indemnice por algunos o todos esos pasivos.

5.7.4 EXIGENCIAS IMPUESTAS A PAREX POR LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA

La integración de Frontera E&P en el negocio de Parex impone exigencias significativas a su personal y sistemas administrativos, operativos y financieros. Parex no puede garantizar que sus sistemas, procedimientos y controles sean adecuados para respaldar la expansión de las operaciones tras la integración del negocio de Frontera E&P y como resultado de la misma. Los resultados operativos futuros de Parex se verán afectados por la capacidad de sus funcionarios y empleados clave para gestionar las condiciones cambiantes del negocio y para implementar y ampliar sus controles operativos y financieros, así como sus sistemas de presentación de informes, en relación con la Adquisición de Frontera.

5.7.5 NO HAY GARANTÍAS SOBRE LOS RESULTADOS FUTUROS

Los resultados históricos y actuales del negocio del Parex y del negocio de Frontera E&P pueden no ser indicativos de un rendimiento o éxito constante en periodos futuros. Los resultados futuros del negocio de Parex tras la Adquisición de Frontera podrían verse afectados adversamente por las condiciones económicas y otros factores que escapan a su control. Como consecuencia de estos factores, las operaciones y el desempeño financiero de Parex, incluyendo Frontera E&P, podrían verse afectados negativamente, lo que podría repercutir de manera desfavorable en sus resultados financieros.

5.7.6 LITIGIOS DERIVADOS DE LA ADQUISICIÓN DE FRONTERA

Parex podría verse expuesta a un aumento de litigios por parte de clientes, proveedores, accionistas u otros terceros en relación con la Adquisición de Frontera. Tales litigios podrían tener un impacto adverso

en el negocio y los resultados de operaciones de Parex o podrían provocar alteraciones en las operaciones de la Compañía. Incluso en el caso de que tales reclamaciones carezcan de fundamento, su defensa podría acarrear costos sustanciales y desviar el tiempo y los recursos de la gerencia.

5.8 RIESGOS RELACIONADOS CON EL ENDEUDAMIENTO

5.8.1 CLÁUSULAS RESTRICTIVAS EN CONTRATOS DE DEUDA

Los acuerdos que rigen el endeudamiento de Parex contienen ciertas cláusulas restrictivas que limitan su capacidad para, entre otras cosas:

- contraer o garantizar deuda adicional;
- realizar distribuciones;
- conceder gravámenes adicionales sobre sus activos;
- realizar transacciones con sus afiliadas;
- recomprar instrumentos de renta variable;
- realizar determinadas inversiones o adquisiciones de sustancialmente todos o una parte de los activos empresariales de otra entidad; y
- fusionarse con otra entidad o enajenar sus activos.

La exigencia de que Parex cumpla con estas disposiciones podría afectar material y adversamente su capacidad para reaccionar ante los cambios en las condiciones del mercado, aprovechar las oportunidades de negocio que considere convenientes, obtener financiación en el futuro, financiar los gastos de capital u operativos necesarios, o hacer frente a una recesión continua o futura de su negocio.

Además, si Parex no puede cumplir con las restricciones y obligaciones de sus contratos de deuda, podría producirse un incumplimiento de conformidad con los términos de estos contratos. En caso de incumplimiento de estos acuerdos, los prestamistas podrían rescindir sus compromisos de préstamo o acelerar los préstamos y declarar vencidas y pagaderas todas las cantidades prestadas. Los préstamos contraídos en virtud de otros instrumentos de deuda que contengan cláusulas de aceleración cruzada o de incumplimiento cruzado, también pueden acelerarse y hacerse exigibles. Si se produce cualquiera de estos eventos, los activos de Parex podrían no ser suficientes para reembolsar íntegramente todo su endeudamiento pendiente y es posible que no pueda obtener financiación alternativa. Incluso si Parex pudiera obtener financiación alternativa, podría no ser en condiciones que le resulten favorables o aceptables. Además, es posible que Parex no pueda modificar sus contratos de deuda u obtener las exenciones necesarias en términos satisfactorios.

6. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ACTIVIDADES COMERCIALES DEL EMISOR

6.1 GRADO DE DEPENDENCIA DE CLIENTES Y PROVEEDORES

Parex depende de la disponibilidad de equipos de perforación y equipos relacionados de contratistas terceros, así como de personal calificado, además del suministro de agua y energía en las áreas en las que opera. Véanse la sección 5.1.12 – Disponibilidad de Equipos de Perforación y Acceso y la sección 5.1.13 – Suministro de Energía. Ningún proveedor individual de servicios de perforación, completamiento y de subsuelo representó más del 20% de los servicios prestados a Parex durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026.

En cuanto a los clientes, durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, Ecopetrol S.A., cliente local, fue el único cliente que representó más del 20% de las ventas de petróleo y gas natural de la

Compañía, con ventas por USD 475,8 millones, equivalentes a aproximadamente el 65% del total de las ventas de petróleo y gas natural del periodo (USD 737,4 millones). Ningún otro cliente, local o extranjero, representó más del 20% de dichas ventas durante el mismo periodo.

6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN Y VENTAS

La Compañía se centra en la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas convencional y sostenible. Véase la sección 3.1 – *Información General del Emisor*.

Las ventas de producción de petróleo y gas natural de la Compañía se determinan de conformidad con los términos de los acuerdos de ingresos. El precio de transacción del petróleo crudo y el gas natural se basa en el precio de la materia prima en el mes de producción, ajustado por calidad, ubicación, deducciones permitidas, si las hubiera, u otros factores. Los precios de las materias primas se basan en índices de mercado que se determinan mensual o diariamente.

Los otros ingresos de la Compañía incluyen ingresos por transporte por oleoducto e ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura. La siguiente tabla presenta los ingresos de la Compañía determinados para los tres meses terminados el 30 de junio de 2026 y para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

	Para los tres meses terminados el 30 de junio	Para el año terminado el 31 de diciembre
(miles de USD)	**2026**	**2025**
Ventas de petróleo y gas natural	$466.016	$1.005.842
Regalías	($72.961)	($126.752)
Ingresos Netos	$393.055	$879.090
Otros ingresos	$2.909	$9.826
Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo de materias primas	($76)	($1.419)
Ingresos	**$395.888**	**$887.497**

7. INFORMACIÓN FINANCIERA

7.1 CAPITAL AUTORIZADO, EMITIDO Y PAGADO DEL EMISOR Y NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN

Capital Autorizado

Parex está autorizada para emitir un número ilimitado de Acciones Ordinarias con derecho a voto y sin valor nominal.

Número de Acciones en Circulación y Capital Suscrito y Pagado

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía 96.180.254 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación.

Todas las Acciones en Circulación están totalmente suscritas y pagadas, y los accionistas no están sujetos a ninguna obligación de pago adicional con respecto a dichas acciones.

Las Acciones Ordinarias cotizan y se negocian en la TSX bajo el símbolo “PXT”.

7.2 OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR COMPLETADAS EN EL ÚLTIMO AÑO

Al 30 de junio de 2026, fecha de corte de los estados financieros intermedios que sustentan este Prospecto, no se ha llevado a cabo ninguna oferta pública de adquisición de acciones emitidas por Parex durante el último año.

7.3 PROVISIONES Y RESERVAS PARA RECOMPRA DE ACCIONES

El Emisor no ha establecido reservas ni provisiones para la recompra de acciones.

7.4 INFORMACIÓN SOBRE EL PAGO DE DIVIDENDOS

En 2021, la Junta Directiva implementó un programa de dividendos conforme al cual la Compañía espera pagar un dividendo trimestral regular en efectivo. Si se declara, se espera que el dividendo trimestral se pague en cada trimestre de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año a los titulares registrados de Acciones Ordinarias de dicho mes.

No obstante lo anterior, la decisión de declarar cualquier dividendo y el monto de los futuros dividendos en efectivo declarados y pagados por Parex, si los hubiere, estarán sujetos a la discreción de la Junta Directiva y pueden variar dependiendo de una variedad de factores y condiciones existentes en cada momento, incluyendo, sin limitarse a, el desempeño comercial, el entorno operativo donde se encuentran los activos de Parex, la situación financiera, los planes de crecimiento, las fluctuaciones en los precios de las materias primas, los niveles de producción, los requisitos esperados de gastos de capital, los costos operativos, las cargas por regalías, las tasas de cambio, las tasas de interés, el cumplimiento de cualquier restricción sobre la declaración y el pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo del cual Parex o cualquiera de sus subsidiarias sea parte en cualquier momento (incluyendo, sin limitarse a, los acuerdos que rigen las facilidades de crédito de Parex), y la satisfacción de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para la declaración y el pago de dividendos. El monto real, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta Directiva. No puede haber garantía de que los dividendos se paguen a la tasa actual o a cualquier tasa en el futuro. La Junta Directiva tiene la intención de revisar el programa de dividendos periódicamente, a su discreción. Dependiendo de los factores anteriores y de cualquier otro factor que la Junta Directiva considere pertinente en cada momento, muchos de los cuales están fuera del control de Parex, la Junta Directiva puede cambiar el programa después de dicha revisión o en cualquier otro momento que la Junta Directiva considere conveniente. Cualquier cambio de este tipo puede incluir, sin restricción, la reducción o suspensión total de futuros dividendos en efectivo.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, los periodos semestrales terminados en 30 de junio de 2025 y 2026, la Compañía pagó los siguientes dividendos en efectivo:

Al 31 de diciembre	2023	2024	2025	jun-25	jun-26
Utilidad neta del ejercicio / periodo de seis meses (miles de USD)	$459.310	$60.680	$255.080	$129.740	$448.890
Utilidad neta por Acción (USD)[4]	$4,32	$0,60	$2,62	$1,33	$4,67
Dividendo por Acción (CAD)	$1,50	$1,53	$1,54	$0,77	$0,77
Dividendo ordinario (CAD)	$1,50	$1,53	$1,54	$0,77	$0,77
Dividendo extraordinario (CAD)	-	-	-	-	-
Forma de pago	Efectivo	Efectivo	Efectivo	Efectivo	Efectivo
Porcentaje de la utilidad neta distribuida como dividendos	25.8%	184.9%	42,2%	41,6%	11,9%

[4] Utilidad neta dividido por número de acciones.

Valor Patrimonial por Acción (USD)	$18,84	$18,62	$20,35	$19,51	$24,45
Precio promedio de la Acción (CAD)	$25,57	$18,93	$15,41	$13,47	$24,05
Precio de la Acción al cierre del periodo (CAD)	$24,95	$14,58	$18,45	$13,91	$21,39
Precio de la Acción al cierre del periodo / Utilidad neta por Acción[56]	4,37x	16,89x	5,14x	7,67x	3,22x
Precio de la Acción al cierre del periodo (CAD) / Dividendo por Acción (CAD)[6]	16,63x	9,53x	11,98x	18,06x	27,78x
Valor Patrimonial por Acción (USD) / Utilidad neta por Acción (USD)	4,36x	31,04x	7,77x	14,67x	5,24x
Valor Patrimonial por Acción / Dividendo por Acción[5]	16,61x	17,51x	18,11x	34,57x	45,12x
Precio de la Acción al cierre del periodo / Valor Patrimonial por Acción	1,00x	0,54x	0,66x	0,52x	0,62x
Tasa de cambio CAD/USD de cierre	$0,76	$0,69	$0,73	$0,73	$0,70

Fuente de las tasas de cambio CAD/USD de cierre: Banco de Canadá.

7.5 INFORMACIÓN SOBRE EL EBITDA EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS Y PARA LOS TRES MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2026[7]

La siguiente tabla establece el EBITDA de la Compañía para cada uno de los últimos tres años y para los tres meses terminados el 30 de junio de 2026.

	2023	**2024**	**2025**	**T2 2026**
Ingresos Netos (en miles USD)	$459.309	$60.680	$255.083	$444.296
Ajustes de EBITDA:				
Ingresos Financieros[8]	($14.055)	($4.315)	($4.369)	($2.740)
Gasto Financiero[9]	$13.834	$18.408	$21.402	$17.219
Otros Gastos[10]	$2.582	$6.227	$29.200	$8.970
Gasto (Recuperación) por Impuesto sobre la Renta	($5.070)	$248.592	($20.277)	($42.576)
Agotamiento, Depreciación y Amortización	$194.229	$215.770	$200.405	$62.382
EBITDA	**$650.829**	**$545.362**	**$481.444**	**$487.551**

[5] Para las relaciones que combinan montos denominados en CAD y en USD, el monto denominado en CAD se convierte a USD utilizando la tasa de cambio CAD/USD de cierre aplicable presentada en la tabla.

[6] Las relaciones basadas en el precio de mercado se calculan utilizando el precio de cierre de la Acción del periodo respectivo.

[7] El EBITDA es una medida financiera no GAAP que se define como la utilidad neta ajustada por ingresos y gastos financieros, otros gastos, gastos por impuesto sobre la renta y agotamiento, depreciación y amortización.

[8] Ciertas cifras comparativas de 2023 han sido reclasificadas para ajustarse a la presentación del periodo actual, según se describe en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

[9] Ibidem.

[10] Ibidem.

La reducción del 12% en el EBITDA anual del año fiscal 2024 al año fiscal 2025 fue causada por menores volúmenes de producción y precios del crudo Brent, mayores costos de transporte y mayores gastos generales y administrativos, entre otros factores.

7.6 EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL

La Compañía ha autorizado un número ilimitado de Acciones Ordinarias. La siguiente tabla presenta el capital social de la Compañía para cada uno de los últimos tres años y los seis meses terminados el 30 de junio de 2026.

Acciones Ordinarias Emitidas y en Circulación ***A la fecha indicada***	Número de Acciones	Monto (miles de USD)	Monto (miles de COP)
Diciembre 31, 2023	103.811.718	$660.817	$2.525.675.615
Diciembre 31, 2024	98.339.036	$632.899	$2.790.546.626
Diciembre 31, 2025	95.974.136	$621.062	$2.333.381.467
Junio 30, 2026	96.180.254	$624.657	$2.149.338.545

Nota: El capital social se presenta en miles de dólares estadounidenses (USD), moneda en la que se registra en los estados financieros consolidados de la Compañía. Los montos en pesos colombianos corresponden a la conversión de dichos montos utilizando la tasa de cambio de cierre COP/USD vigente en cada fecha de corte.

En 2025, no se ejercieron opciones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: se ejercieron 22.168 opciones por ingresos de $0,3 millones).

En 2025, la Compañía recompró 2.364.900 Acciones Ordinarias conforme a su programa de readquisición (oferta pública de adquisición de acciones en el giro ordinario del negocio) por $26,5 millones a un costo promedio por Acción de C$15,37 (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – 5.494.850 Acciones Ordinarias recompradas por $73,8 millones a un costo promedio por acción de C$18,04). El costo de recompra de Acciones Ordinarias a un precio superior a su valor en libros promedio se ha cargado a los resultados acumulados.

Los dividendos pagados en 2025 fueron de $107,7 millones o C$1,54 por Acción (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $112,2 millones o C$1,53 por Acción) a los accionistas registrados para cada pago de dividendos.

7.7 EMPRÉSTITOS U OBLIGACIONES CONVERTIBLE

A Junio 30 de 2026, la Compañía no tiene empréstitos u obligaciones convertibles, canjeables o bonos convertibles en Acciones. En consecuencia, no existen instrumentos de esta naturaleza que puedan dar lugar a la emisión de nuevas acciones mediante conversión, canje o suscripción, ni incremento alguno del capital social derivado de dichos mecanismos. En el futuro, la Compañía podrá considerar la emisión de instrumentos de deuda u otros valores convertibles en Acciones como alternativa de financiamiento, lo cual, de materializarse, será informado al mercado de valores colombiano de conformidad con la normativa aplicable.

7.8 PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR

Activos	30 de junio de 2026 (miles de USD)	Porcentaje de Activos
Efectivo y equivalentes de efectivo	$163.286	3,86%
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	$6.120	0,14%
Cuentas por cobrar	$151.485	3,58%
Prepagos y otros activos corrientes	$35.506	0,84%
Valores negociables	$55.375	1,31%
Instrumentos financieros derivados	$3.874	0,09%
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar	$145.149	3,43%
Inventario a corto plazo	$41.452	0,98%
Total activos corrientes	**$602.247**	**14,22%**
Exploración y evaluación	$260.751	6,16%
Propiedad, planta y equipo	$2.595.243	61,27%
Inventario a largo plazo	$167.366	3,95%
Otros activos a largo plazo	$50.432	1,19%
Activo por impuesto diferido	$486.039	11,48%
Goodwill	$73.452	1,73%
Total activos	**$4.235.530**	**100,00%**

7.9 INVERSIONES QUE SUPERAN EL 10% DE LOS ACTIVOS TOTALES DEL EMISOR

Salvo por las inversiones en sus subsidiarias de propiedad absoluta (Véase sección 3.1.7 – *Subsidiarias*), la Compañía no mantuvo inversiones en ninguna otra entidad con un valor que excediera el 10% de los activos totales de la Compañía.

7.10 RESTRICCIONES A LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIÓN DEL EMISOR

Al 30 de junio de 2026, fecha de corte de los estados financieros intermedios que sustentan este Prospecto, no existen restricciones a la venta de los activos que componen el portafolio de inversión del Emisor, aparte de las restricciones contenidas en las facilidades de crédito del Emisor.

7.11 PRINCIPALES INVERSIONES DE CAPITAL EN CURSO Y CÓMO SE FINANCIAN

La guía de inversiones de capital de la Compañía para 2026 se encuentra entre US$495 y US$515 millones, la cual ha sido asignada a las siguientes cuencas:

Cuenca	%
Cuenca de los Llanos	60,4%
Cuenca del Putumayo	15,6%
Bloque LLA-34	12,6%
Cuenca del Magdalena	11,3%
Total	**100,0%**

La totalidad de las inversiones de capital de Parex se autofinancia en un 100%.

7.12 COMPROMISOS EN FIRME PARA INVERSIONES FUTURAS

Al 30 de junio de 2026, Parex no tiene compromisos en firme para adquirir inversiones materiales futuras a través de fusiones y adquisiciones; no obstante, en el giro ordinario de sus negocios, Parex busca y evalúa continuamente oportunidades para inversiones adicionales.

7.13 DESCRIPCIÓN DE ACTIVOS FIJOS DESGLOSADOS EN BIENES PROPIOS, EN ARRENDAMIENTO, EN ALQUILER Y OTROS

La siguiente tabla presenta el costo, la depreciación, el agotamiento y la amortización acumulados y el valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo de Parex a las fechas indicadas.

Valor Neto en Libros en USD a las Fechas Indicadas	**Costo**	**Depreciación, Agotamiento y Amortización Acumulados**	**Valor Neto en Libros**
31 de diciembre de 2024	$3.778.329	$2.359.028	$1.419.301
31 de diciembre de 2025	$4.060.442	$2.560.229	$1.500.213
30 de junio de 2026	$5.268.960	$2.673.717	$2.595.243

Los activos principales de Parex se encuentran en tres cuencas: la Cuenca de los Llanos, la Cuenca del Magdalena y la Cuenca del Putumayo, donde la Compañía posee Contratos E&P con la ANH. El propósito de estas tenencias es realizar actividades de exploración y desarrollo con el objetivo de recuperar recursos naturales (petróleo y gas).

Dentro de los activos fijos se incluyen activos por derecho de uso para generación y almacenamiento de energía, arrendamientos de oficinas y equipos de inyección de polímeros.

Los activos principales de la Compañía incluyen:

Cuenca de los Llanos

- **LLA-34:** Activo maduro de alta calidad enfocado en la optimización de la producción a través de programas de inyección de agua y polímeros para maximizar la recuperación y generar un fuerte flujo de efectivo libre. (GeoPark posee la participación operativa restante).

- **Cabrestero:** Activo en producción de larga vida útil que utiliza tecnologías de inyección de agua y polímeros para mejorar la recuperación y respaldar una producción estable.

- **Quifa:** Gran activo de crudo pesado con un importante potencial de recuperación mejorada de petróleo. (En asociación con Ecopetrol).

- **CPE-6:** Activo en producción de crudo pesado con oportunidades adicionales de desarrollo y expansión bajo evaluación.

- **LLA-111:** Área de desarrollo de múltiples campos con un programa de perforación activo que respalda el crecimiento de la producción a corto plazo.

- **Piedemonte Llanero:** Portafolio de exploración de alto impacto enfocado en gas y líquidos en asociación con Ecopetrol.

Cuenca del Magdalena

- **VIM-1:** Activo en producción de gas respaldado por perforación de desarrollo en curso, actividades de exploración y expansión de las ventas comerciales de gas.

- **Casabe y Llanito:** Grandes campos petroleros convencionales enfocados en aumentar la recuperación mediante técnicas de recuperación secundaria y mejorada. (En asociación con Ecopetrol).

Cuenca del Putumayo

Área titulada a Parex extensa y subdesarrollada con activos en producción y un importante potencial de desarrollo y exploración. Parex está aplicando técnicas comprobadas de desarrollo y recuperación mejorada para aumentar la producción, mejorar la recuperación y hacer crecer las reservas en asociación con Ecopetrol.

7.14 PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD INTELECTUAL DEL EMISOR QUE SE ESTÉN UTILIZANDO EN VIRTUD DE ACUERDOS CON TERCEROS, INDICANDO LAS REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS

No existen patentes, marcas u otros derechos de propiedad intelectual de Parex que se estén utilizando en virtud de acuerdos con terceros.

7.15 INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE DESARROLLO QUE AFECTE AL EMISOR

El marco de protección opera en cuatro niveles: (i) trato igualitario y admisión de inversiones conforme a la ley colombiana; (ii) derechos cambiarios, incluyendo normas especiales cuando la inversión se realiza a través de una sucursal sujeta al régimen cambiario especial aplicable al sector de hidrocarburos; (iii) derechos y recursos disponibles en virtud del Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Colombia (el "**TLC Canadá-Colombia**"), siempre que se cumplan los requisitos aplicables; y (iv) derechos contractuales y administrativos derivados del Contrato E&P celebrado con la ANH.

El mero hecho de que un Inversionista sea canadiense o de que la inversión esté relacionada con un proyecto de petróleo y gas (norma que se aplica a todos los sectores) no confiere ningún derecho general a subsidios, garantías soberanas, estabilidad tributaria o compensación por riesgo regulatorio.

7.15.1 PROTECCIONES GENERALES BAJO EL DERECHO CONSTITUCIONAL Y CAMBIARIO

Igualdad de Derechos y Garantías Civiles

El artículo 100 de la Constitución Política de Colombia establece que los extranjeros gozan de los mismos derechos civiles otorgados a los ciudadanos colombianos y de las garantías concedidas a los nacionales, sin perjuicio de las limitaciones establecidas por la Constitución o la ley. Esta norma debe leerse en conjunto con la libertad de iniciativa privada y empresa establecida en el artículo 333 de la Constitución, dentro de los límites del bien común y la legislación aplicable.

La norma específica que rige la inversión internacional es aún más precisa: el régimen cambiario exige que las inversiones de capital extranjero reciban el mismo trato que las inversiones realizadas por residentes. Por lo tanto, salvo en los casos en que se apliquen regímenes especiales, el capital extranjero no podrá estar sujeto a condiciones discriminatorias ni recibir un trato más favorable que el capital nacional.

Acceso a la Inversión y Sectores Excluidos

La inversión de capital extranjero puede realizarse en todos los sectores de la economía y, por regla general, no requiere autorización previa. Las excepciones expresas bajo el régimen general son las actividades relacionadas con la defensa y seguridad nacional, y el procesamiento, eliminación o tratamiento de residuos tóxicos, peligrosos o radiactivos no producidos en Colombia.

Derechos Cambiarios: Utilidades, Reinversión y Desinversión

Una vez realizada la inversión y debidamente registrada ante el Banco de la República de acuerdo con el procedimiento aplicable, el Inversionista podrá:

- reinvertir utilidades o mantenerlas como excedentes con derechos de remesa;
- capitalizar montos con derechos de remesa;
- remitir al exterior, en moneda libremente convertible, las utilidades netas debidamente verificadas; y
- remitir al exterior el producto de la venta, liquidación o reducción de capital de la inversión.

El régimen garantiza que las condiciones aplicables al reembolso de la inversión y la remesa de utilidades vigentes en el momento del registro no se modificarán desfavorablemente, salvo de manera temporal si las reservas internacionales caen por debajo del equivalente a tres meses de importaciones (Decreto 119 de 2017, artículos 2.17.2.2.3.1 y 2.17.2.2.3.2.).

Estas protecciones están sujetas al cumplimiento de la ley aplicable: la inversión debe ser lícita, estar debidamente registrada y cumplir con las normas cambiarias, tributarias, sectoriales y de prevención de riesgos aplicables. Una inversión realizada en contravención del régimen aplicable no tiene derecho a los derechos y garantías cambiarias descritos anteriormente (Decreto 119 de 2017, artículos 2.17.2.2.4.2 y 2.17.2.5.1.1.).

7.15.2 PROTECCIÓN BAJO EL TRATADO DE LIBRE COMERCIO CANADÁ-COLOMBIA

Para un Inversionista que califique como canadiense según el tratado y que realice una inversión protegida en Colombia, el capítulo de inversión del TLC Canadá-Colombia es la fuente de protección internacional directamente relevante. Colombia aprobó el acuerdo mediante la Ley 1363 de 2009, cuyo texto oficial es publicado por el Ministerio de Comercio.

Según el texto oficial del TLC Canadá-Colombia publicado por el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia, el capítulo de inversiones establece, sujeto a sus definiciones, reservas y excepciones: trato nacional y trato de nación más favorecida; el nivel mínimo de trato conforme al derecho internacional consuetudinario, incluyendo el trato justo y equitativo y la protección y seguridad plenas; protección contra la expropiación directa o indirecta, a menos que se lleve a cabo por un propósito público, de conformidad con el debido proceso, de manera no discriminatoria y mediante el pago de una compensación pronta, adecuada y efectiva; y libertad para realizar transferencias relacionadas con la inversión.

El mismo capítulo establece un mecanismo de solución de controversias entre Inversionista y Estado. Sin embargo, el acceso al arbitraje internacional está sujeto a los requisitos jurisdiccionales del tratado, las disposiciones de consentimiento, los plazos, las renuncias y otras condiciones aplicables. No surge meramente del hecho de que una empresa sea canadiense, ni sustituye las obligaciones contractuales o regulatorias del operador.

Una limitación particularmente relevante para el sector de petróleo y gas

El TLC Canadá-Colombia no hace que las regalías, los impuestos, las regulaciones ambientales, los requisitos de licenciamiento, las obligaciones sociales o los requisitos técnicos sean inmutables. Cualquier posible reclamación requiere demostrar el incumplimiento de una obligación específica del tratado y evaluar las excepciones, anexos y reservas aplicables. En consecuencia, el estándar de protección de la inversión internacional no debe interpretarse como una garantía de que el marco regulatorio o el Contrato E&P permanecerán sin cambios.

7.15.3 MARCO QUE RIGE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Contrato E&P, ANH y propiedad estatal de los recursos de hidrocarburos

El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables. En consecuencia, un Inversionista canadiense no adquiere la propiedad de dichos recursos meramente por realizar una inversión: el acceso a las actividades de exploración y producción depende de la adjudicación del área correspondiente y de la celebración de un Contrato E&P, u otro instrumento contractual aplicable, con la ANH.

La ANH administra los recursos de hidrocarburos de la nación y los instrumentos contractuales que rigen su exploración y producción. Los términos específicos relativos a la duración, programas de exploración, garantías, compromisos mínimos de inversión, contraprestaciones económicas, causales de suspensión, cesión, terminación, fuerza mayor y mecanismos de resolución de controversias surgen principalmente del contrato, sus anexos, los términos del proceso de adjudicación de áreas aplicable y las decisiones de la ANH aplicables al área correspondiente.

En términos prácticos, para un proyecto de exploración y producción, el contrato con la ANH es la principal fuente de protección contra riesgos específicamente contractuales. El TLC Canadá-Colombia opera en un nivel diferente: protege las inversiones cubiertas contra violaciones de las obligaciones internacionales del Estado, pero no transforma cada incumplimiento contractual o medida regulatoria en una violación del tratado.

Régimen cambiario especial para sucursales de hidrocarburos

La diferencia más significativa con respecto al régimen cambiario general surge cuando la empresa de petróleo y gas opera en Colombia a través de una sucursal sujeta al régimen cambiario especial aplicable al sector de hidrocarburos. Este régimen permite que la inversión suplementaria al capital asignado incluya tenencias de divisas, bienes y servicios, y permite saldos negativos en dicha cuenta.

Para estas sucursales, los ingresos en moneda extranjera provenientes de las exportaciones de petróleo no están sujetos a repatriación obligatoria a través del mercado cambiario colombiano; dichos ingresos pueden ser recibidos directamente por la sociedad matriz en el exterior. Sin embargo, su acceso al

mercado cambiario colombiano está sujeto a un régimen especial y se limita a las operaciones autorizadas bajo la normativa emitida por la Junta Directiva del Banco de la República.

El trato aplicable a una sucursal bajo el régimen especial no debe extrapolarse a una subsidiaria colombiana. Por lo tanto, la estructura corporativa y la forma en que se ejecuta el contrato de la ANH deben revisarse antes de determinar la estructura adecuada para los aportes de capital, pagos, endeudamiento, repatriación de fondos y registros cambiarios.

Regalías y obligaciones económicas

Las regalías no son un incentivo ni una compensación: son una obligación económica asociada con la explotación de recursos naturales no renovables y forman parte del marco económico y regulatorio que debe evaluarse desde la etapa de adquisición de áreas. El Sistema General de Regalías se rige por la Ley 2056 de 2020 y sus decretos reglamentarios.

7.16 TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS REALIZADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR

No hubo intereses materiales, directos o indirectos, de (i) directores o funcionarios ejecutivos de la Compañía, (ii) de cualquier accionista que sea beneficiario real, directa o indirectamente, o que ejerza control o dirección sobre más del 10% de los valores con derecho a voto en circulación de la Compañía, o (iii) de cualquier asociada o afiliada conocida de dichas personas, en ninguna transacción con la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias celebrada durante el año financiero finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Durante el año financiero finalizado el 31 de diciembre de 2025, los directores o funcionarios ejecutivos de la Compañía no incurrieron en endeudamiento alguno con la Compañía o sus subsidiarias.

7.17 PRÉSTAMOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL 5% O MÁS DEL TOTAL DE PASIVOS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO AÑO FISCAL

Bonos no garantizados

El 11 de mayo de 2026, junto con la Adquisición de Frontera, la Compañía completó una oferta de colocación privada de US$500 millones de bonos senior no garantizados con vencimiento en 2031 ("**Bonos no Garantizados de 2031**") para financiar la adquisición y para fines corporativos generales. Los Bonos no Garantizados de 2031 se fijaron a su valor nominal, devengan intereses a una tasa del 8,50% anual y vencen el 11 de mayo de 2031, a menos que sean redimidos o recomprados antes. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 11 de noviembre y el 11 de mayo de cada año, comenzando el 11 de noviembre de 2026.

Los ingresos netos de la venta de los Bonos no Garantizados de 2031 fueron de $484,6 millones, después de deducir los gastos de oferta inicial pagaderos por la Compañía de $15,4 millones.

Entre las cláusulas restrictivas clave se incluyen un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2.25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de hasta 3.50:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas restrictivas clave al 30 de junio de 2026.

Junto con la Adquisición de Frontera, la Compañía, a través del Comprador, asumió todas las obligaciones de Frontera derivadas del monto de capital agregado de US$310 millones de sus bonos senior no garantizados al 7,875%, con vencimiento en 2028 ("**Bonos no Garantizados de 2028**"), emitidos el 21 de junio de 2021. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 21 de junio y el 21 de diciembre de cada año, comenzando el 21 de diciembre de 2021. Los Bonos no Garantizados de 2028 vencerán el 21 de junio de 2028, a menos que sean redimidos o recomprados antes.

Entre las cláusulas restrictivas clave se incluyen un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2.25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de hasta 3.25:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas restrictivas clave al 30 de junio de 2026.

Los Bonos no Garantizados de 2028 y los Bonos no Garantizados de 2031 están subordinados a la deuda garantizada en la medida del valor de los activos que garantizan dicha deuda.

Facilidad de crédito

La Compañía cuenta con una facilidad de crédito senior garantizada con un sindicato de bancos que, al 30 de junio de 2026, tenía una base de endeudamiento de $240 millones. La facilidad de crédito tiene como objetivo servir como un medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 30 de junio de 2026, no existían desembolsos de la facilidad de crédito.

La facilidad de crédito devenga intereses y comisiones de la siguiente manera:

- los anticipos de la facilidad de crédito revolvente devengan intereses a tasas anuales iguales a la tasa base de EE.UU. o SOFR más los márgenes aplicables;
- los anticipos de la línea operativa devengan intereses a tasas anuales iguales a la tasa preferencial canadiense más los márgenes aplicables; y
- los montos no desembolsados devengan una comisión por compromiso.

La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia y tiene una fecha de vencimiento final del 31 de mayo de 2028. La próxima revisión anual está programada para mayo de 2027.

Entre las cláusulas restrictivas clave se incluyen una relación de deuda total financiada sobre EBITDA ajustado de cuatro trimestres móviles de hasta 3.50:1, una relación de deuda garantizada senior sobre EBITDA ajustado de hasta 3.00:1, y otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas restrictivas clave al 30 de junio de 2026.

Compromisos mínimos de trabajo

Al 30 de junio de 2026, existían garantías de cumplimiento para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía con la ANH y los bloques de operación conjunta con Ecopetrol por un monto de $504,1 millones. Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

El valor de los compromisos de exploración de la Compañía al 30 de junio de 2026 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia en virtud de los Contratos E&P, y acuerdos de participación (*farm-in*) en operaciones conjuntas, se presenta a continuación.

$	2026	2027	2028	2029	2030	En lo sucesivo	Total
Exploración y evaluación							
Compromisos mínimos de trabajo	$40.655	$143.911	$104.155	$11.689	—	$405.504	$705.914

7.18 OBLIGACIONES DEL EMISOR

A continuación, se presenta la deuda de la Compañía al 30 de junio de 2026 (expresada en miles de dólares estadounidenses):

	30 de junio de 2026
Bonos no Garantizados de 2031	$484.953
Bonos no Garantizados de 2028	$307.312
Total bonos no garantizados	$792.265
Facilidad de crédito	—
Total deuda	$792.265

Véase la sección 7.17 – *Préstamos o Contingencias que Representen el 5% o Más del Total de Pasivos de los Estados Financieros Consolidados del Último Año Fiscal* para una descripción de estas obligaciones.

7.19 PROCEDIMIENTOS JUDICIALES CONTRA EL EMISOR

En el giro ordinario de sus operaciones, las sucursales colombianas de las subsidiarias de la Compañía están sujetas a diversas reclamaciones y procedimientos judiciales y regulatorios, incluyendo disputas regulatorias ambientales y procedimientos fiscales, laborales y contractuales. Fuera de dichas reclamaciones y procedimientos, según el leal saber y entender de la Compañía, al 30 de junio de 2026 no existían otros procedimientos judiciales o administrativos en los que la Compañía fuera parte o de los cuales cualquiera de sus propiedades fuera objeto, ni tampoco tenía conocimiento la Compañía de que se estuvieran contemplando tales procedimientos a dicha fecha.

La Compañía ha constituido provisiones legales con respecto a multas y sanciones estimadas que surgen principalmente de disputas regulatorias ambientales, por USD 1.343 miles y USD 1.519 miles para los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, respectivamente (USD 0 en los mismos periodos de 2025). La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación con base en la legislación pertinente y la probabilidad de los resultados de la ejecución. Se espera que el momento de las salidas de efectivo sea dentro de 10 años. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados, dada la incertidumbre involucrada. Asimismo, la Compañía ha reconocido una provisión por los costos estimados requeridos para la restauración de sitios de acuerdo con las regulaciones aplicables y las obligaciones contractuales, por USD 4.234 miles y USD 10.803 miles para los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, respectivamente. La gerencia espera que una parte de estos costos de restauración sea recuperada a través de acuerdos de seguro; las recuperaciones de seguros se reconocen solo cuando la recuperación es prácticamente segura. Para una descripción más detallada de los riesgos asociados a litigios, véase la sección 5.6.2 – Litigios Generales y en Materia de Propiedad Intelectual.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025 no hubo: (i) multas ni sanciones contra la Compañía impuestas por un tribunal en relación con la legislación de valores o por una autoridad reguladora de valores; (ii) otras multas ni sanciones impuestas por un tribunal u organismo regulador contra la Compañía que probablemente se considerarían importantes para un Inversionista razonable al tomar una decisión de inversión; y (iii) acuerdos de conciliación que la Compañía haya celebrado con un tribunal en relación con la legislación de valores o con una autoridad reguladora de valores.

7.20 VALORES INSCRITOS EN EL RNVE

A la fecha anterior a la autorización de este Prospecto, el Emisor no tenía valores inscritos en el RNVE.

7.21 TÍTULOS DE DEUDA EN CIRCULACIÓN QUE HAN SIDO OFRECIDOS PÚBLICAMENTE Y NO HAN SIDO REDIMIDOS

El 11 de mayo de 2026, en relación con la Adquisición de Frontera, la Compañía completó una oferta de colocación privada por US$500 millones de bonos senior no garantizados al 8,50% con vencimiento en 2031. En conexión con la Adquisición de Frontera, la Compañía asumió la totalidad de las obligaciones de Frontera bajo sus bonos senior no garantizados al 7,875% con vencimiento en 2028, por un monto de capital agregado de US$310 millones.

Véase la sección 7.17 – *Préstamos o Contingencias que Representen el 5% o Más del Total de Pasivos de los Estados Financieros Consolidados del Último Año Fiscal*, para mayor detalle con respecto a los bonos senior no garantizados emitidos por Parex.

7.22 VALOR DE LAS GARANTÍAS OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS

La Compañía cuenta con una línea de crédito garantizada preferente con un sindicato de bancos que al 30 de junio de 2026 tenía una base de endeudamiento de $240 millones. La línea de crédito está garantizada por los activos colombianos de la Compañía.

Al 30 de junio de 2026, se encontraban vigentes garantías de cumplimiento para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía con la ANH y los bloques gobernados por BCAs con Ecopetrol por un monto de $504,1 millones. Estas garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica, por lo que no comprometen activos de la Compañía.

Adicionalmente, en relación con los contratos de transporte tipo “ship-or-pay” (embarcar o pagar) celebrados con Bicentenario y Cenit, la Compañía ha otorgado una prenda a favor de Ocensa y Cenit sobre el inventario de petróleo crudo pignorado, el cual se almacena en la terminal de Coveñas (TLU-3) de Cenit, que garantiza las obligaciones de pago de ambos contratos. Al 30 de junio de 2026, los compromisos de transporte de la Compañía ascendían a $16,4 millones y el valor en libros del inventario de petróleo crudo de la Compañía era de $26,2 millones.

Consulte la sección 7.17 – *Préstamos o Contingencias que Representen el 5% o Más del Total de Pasivos de los Estados Financieros Consolidados del Último Año Fiscal*, para mayor detalle con respecto a la garantía otorgada en relación con la facilidad de crédito de Parex y las garantías de cumplimiento vigentes con la ANH y Ecopetrol.

7.23 EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR

La Compañía se centra en hacer crecer su negocio en Colombia a través de una combinación disciplinada de exploración orgánica, desarrollo, recuperación mejorada y adquisiciones estratégicas. Las operaciones principales de Parex se concentran en las cuencas de los Llanos, Magdalena y Putumayo, donde la Compañía mantiene un portafolio diversificado de activos en producción y oportunidades de desarrollo.

Cuenca de los Llanos

- **LLA-34:** Activo maduro de alta calidad enfocado en la optimización de la producción a través de programas de inyección de agua y polímeros para maximizar la recuperación y generar un fuerte flujo de efectivo libre. (GeoPark posee la participación operativa restante).

- **Cabrestero:** Activo en producción de larga vida útil que utiliza tecnologías de inyección de agua y polímeros para mejorar la recuperación y respaldar una producción estable.

- **Quifa:** Activo extenso de crudo pesado con un importante potencial de recuperación mejorada de petróleo (en asociación con Ecopetrol).

- **CPE-6:** Activo en producción de crudo pesado con oportunidades adicionales de desarrollo y expansión bajo evaluación.

- **LLA-111:** Área de desarrollo de múltiples campos con un programa de perforación activo que respalda el crecimiento de la producción a corto plazo.

- **Piedemonte Llanero:** Portafolio de exploración de alto impacto enfocado en gas y líquidos en asociación con Ecopetrol.

Cuenca del Magdalena

- **VIM-1:** Activo en producción de gas respaldado por la perforación de desarrollo en curso, actividades de exploración y la expansión de las ventas comerciales de gas.

- **Casabe y Llanito:** Grandes campos petroleros convencionales enfocados en aumentar la recuperación a través de técnicas de recuperación secundaria y mejorada (en asociación con Ecopetrol).

Cuenca del Putumayo

- Área titulada a Parex, extensa, subdesarrollada, con activos en producción y un importante potencial de desarrollo y exploración. Parex está aplicando técnicas probadas de desarrollo y recuperación mejorada para aumentar la producción, mejorar la recuperación y aumentar las reservas en asociación con Ecopetrol.

Las iniciativas de desarrollo y crecimiento de la Compañía están respaldadas por un marco disciplinado de asignación de capital diseñado para mantener un modelo de negocio autofinanciado, al tiempo que genera un crecimiento sostenible a largo plazo.

8. DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA GERENCIA SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR

8.1 TENDENCIAS, COMPROMISOS O EVENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR MATERIALMENTE LA LIQUIDEZ, LOS RESULTADOS DE LAS OPERACIONES O LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR

Las tendencias en los ingresos netos, las ventas de petróleo y gas natural y el flujo de fondos generado por las operaciones están asociadas principalmente a las fluctuaciones en las ventas de materias primas provenientes de la producción, las cuales reflejan cambios en los niveles de producción y en los precios de materias primas, además de las fluctuaciones en la moneda extranjera. Los ingresos netos también se ven afectados por cambios en el deterioro no monetario de propiedades, planta y equipo, exploración y evaluación, y activos de inventario a largo plazo, así como por ajustes contables relacionados con adquisiciones, incluyendo los ajustes de valor razonable reconocidos como parte de la asignación del precio de compra. Los cambios en los impuestos sobre la renta también afectan los ingresos netos en lo que respecta a los impuestos corrientes y diferidos, mientras que el flujo de fondos generado por las operaciones se ve afectado por los impuestos sobre la renta corrientes.

Las tendencias del capital de trabajo están asociadas principalmente a las fluctuaciones en el flujo de fondos generado por las operaciones, los gastos de capital y los gastos de inventario a largo plazo de acuerdo con las actividades de la Compañía, así como con los plazos de liquidación de las cuentas por cobrar, las cuentas por pagar y los impuestos sobre la renta. Las actividades de financiamiento, que incluyen la obtención o el pago de deuda bancaria, la emisión o el pago de deuda, y el costo asociado con la recompra de acciones y el pago de dividendos, también impactan las tendencias del capital de trabajo y la liquidez.

La Compañía mantiene su compromiso de ofrecer rendimientos a los accionistas, al tiempo que invierte en sus activos para proporcionar un rendimiento total al accionista. La Compañía depende principalmente del flujo de fondos generado por las operaciones y de su facilidad de crédito para satisfacer los requisitos de capital, los pagos de dividendos, las recompras de acciones y mantener la liquidez. Tras evaluar su liquidez actual, su posición de capital de trabajo, las necesidades proyectadas de capital de trabajo, los resultados operativos y las previsiones financieras al 30 de junio de 2026, la Compañía anticipa que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, sus facilidades de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para respaldar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo.

Si bien la Compañía considera que esta perspectiva es razonable, el efectivo y los equivalentes de efectivo disponibles están sujetos a variaciones y riesgos asociados con las operaciones ordinarias, y no puede garantizar que se cumplirá total o parcialmente su objetivo de liquidez, que se generarán suficientes fondos internos o que habrá financiamiento externo disponible si fuera necesario.

8.2 RESULTADOS DEL INGRESO OPERATIVO

Las ventas de producción de petróleo y gas natural de la Compañía se determinan conforme a los términos de los acuerdos de ingresos. El precio de transacción para el petróleo crudo y el gas natural se basa en el precio de la materia prima en el mes de producción, ajustado por calidad, ubicación, deducciones permitidas, de haberlas, u otros factores. Los precios de las materias primas se basan en índices de mercado que se determinan de forma mensual o diaria.

Las ventas de petróleo y gas natural de la Compañía por producto son las siguientes:

al 31 de diciembre

miles de USD	**Petróleo crudo**	**Gas natural**	**Ventas de petróleo y gas natural**
2023[11]	$1.398.607	$ 10.096	$ 1.408.703
2024	$ 1.267.178	$ 12.851	$ 1.280.029
2025	$ 975.687	$ 30.155	$ 1.005.842

Las ventas de petróleo y gas natural de Parex disminuyeron a aproximadamente $1.006 mil millones en 2025 desde aproximadamente $1.280 mil millones en 2024, lo que representa una disminución de aproximadamente 21%. La reducción se debió principalmente a menores volúmenes de ventas de petróleo crudo y a menores precios realizados del petróleo como resultado de precios globales del petróleo más débiles. La producción promedio de petróleo crudo disminuyó a 43.522 bbl/d en 2025 desde 49.186 bbl/d en 2024, mientras que el precio de venta promedio realizado disminuyó a US$61,90/boe desde US$69,80/boe. Estos factores fueron parcialmente compensados por un aumento significativo en las ventas de gas natural, las cuales aumentaron a US$30,2 millones en 2025 desde US$12,9 millones en 2024, reflejando tanto mayores volúmenes de producción de los bloques Capachos y VIM-1 como un aumento en los precios realizados del gas. En general, la disminución en los ingresos por petróleo crudo más que compensó el crecimiento en los ingresos por gas natural, resultando en menores ventas totales de hidrocarburos para el año.

al 30 de junio (seis meses)	**Petróleo crudo**	**Gas natural**	**Ventas de petróleo y gas natural**

[11] Ciertas cifras comparativas han sido reclasificadas para ajustarse a la presentación del periodo actual, según se describe en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

miles de USD

2025	$492.342	$12.363	$504.705
2026	$717.530	$19.863	$737.393

Durante el semestre terminado el 30 de junio de 2026, Parex continuó experimentando crecimiento en la producción y ventas de gas natural mientras mantenía un perfil de producción predominantemente enfocado en petróleo.

Parex reportó que el aumento en la producción de gas del área VIM-1 y la producción adicional del bloque LLA-111 contribuyeron positivamente al desempeño operativo durante el período. Además, aproximadamente $29,0 millones de activos de exploración y evaluación fueron transferidos a propiedades, planta y equipo relacionados con el bloque LLA-111, reflejando el avance continuo de las actividades de desarrollo. Aunque el petróleo crudo siguió siendo la principal fuente de ingresos, la creciente contribución del gas natural proporcionó un mayor grado de diversificación de ingresos. El período también se caracterizó por una inversión continua en actividades de producción y desarrollo, incluyendo adiciones a propiedades, planta y equipo de aproximadamente $117,4 millones. Como resultado, mientras que las ventas de petróleo crudo siguieron siendo el principal impulsor de los ingresos durante ambos períodos, el negocio de gas natural de Parex continuó ganando importancia entre 2025 y 2026.

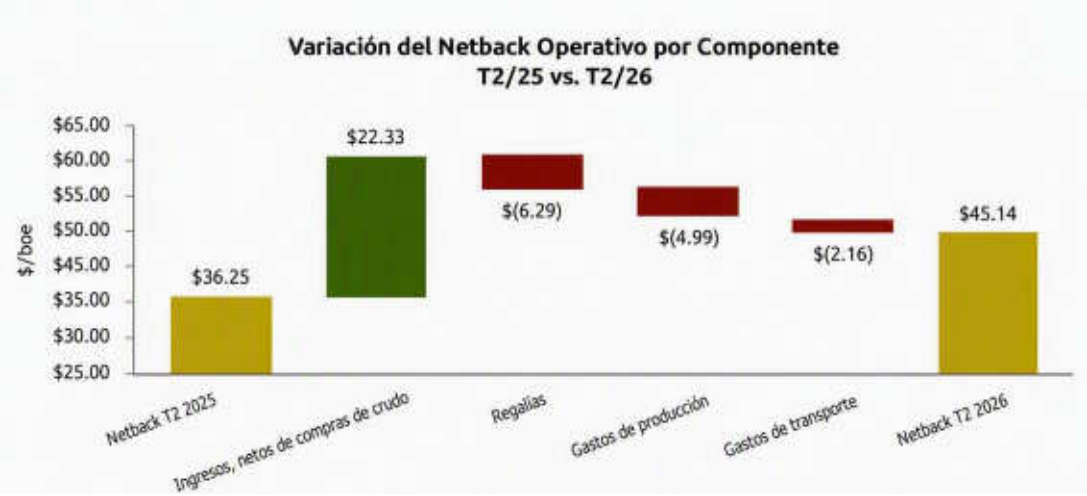
8.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS OPERATIVOS

La siguiente tabla presenta métricas selectas de los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales de la Compañía para los periodos indicados. Consulte también los estados completos de los periodos terminados el 30 de junio de 2026 y el 31 de diciembre de 2025, que se incluyen en los estados financieros adjuntos como el Anexo 7.

al 31 de diciembre, miles de USD	**2023**	**2024**	**2025**	**jun-25**	**jun-26**
Ventas de petróleo y gas natural[12]	$ 1.408.703	$ 1.280.029	$ 1.005.842	$ 504.705	$ 737.393
Regalías	$ (244.703)	$ (201.418)	$ (126.752)	$ (67.318)	$ (109.749)
Ingresos netos	**$ 1.164.000**	**$ 1.078.611**	**$ 879.090**	**$ 437.387**	**$ 627.644**
Otros ingresos[13]	$ 6.314	$ 8.157	$ 9.826	$ 4.831	$ 4.664
Ingresos totales	**$ 1.170.314**	**$ 1.085.608**	**$ 887.497**	**$ 443.185**	**$ 600.411**
Gastos de producción	$ (207.129)	$ (255.278)	$ (225.543)	$ (106.350)	$ (148.082)
Gastos de transporte	$ (68.306)	$ (65.745)	$ (76.444)	$(34.239)	$ (54.276)
Gastos generales y administrativos	$ (61.077)	$ (68.908)	$ (71.326)	$ (34.455)	$ (45.839)
Depreciación, agotamiento y amortización	$ (194.229)	$ (215.770)	$ (200.405)	$ (98.368)	$ (113.671)
Utilidad neta	**$ 459.309**	**$ 60.680**	**$ 255.083**	**$ 129.742**	**$ 448.885**

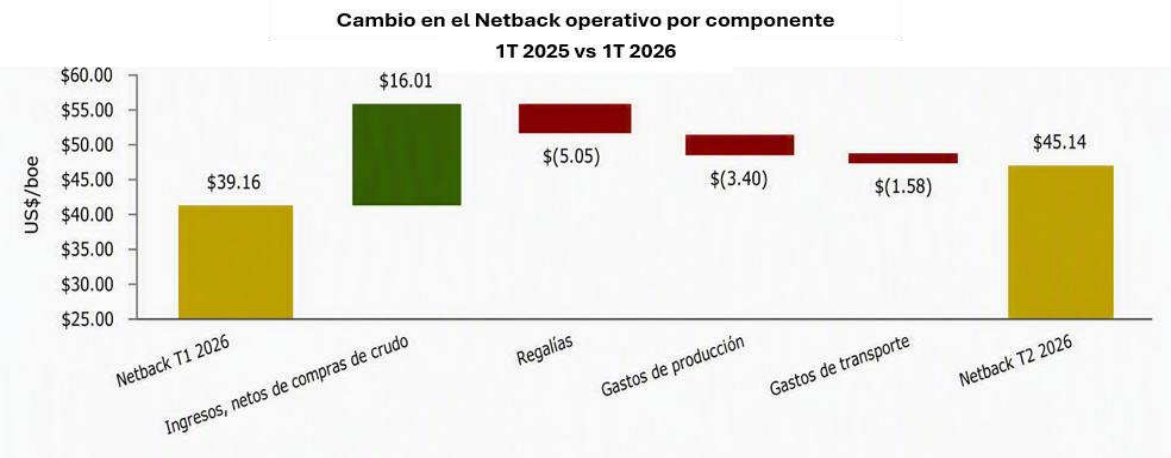
[12] Ciertas cifras comparativas han sido reclasificadas para ajustarse a la presentación del periodo actual, según se describe en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.

[13] Ciertas cifras comparativas han sido reclasificadas para ajustarse a la presentación del periodo actual, según se describe en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2024.



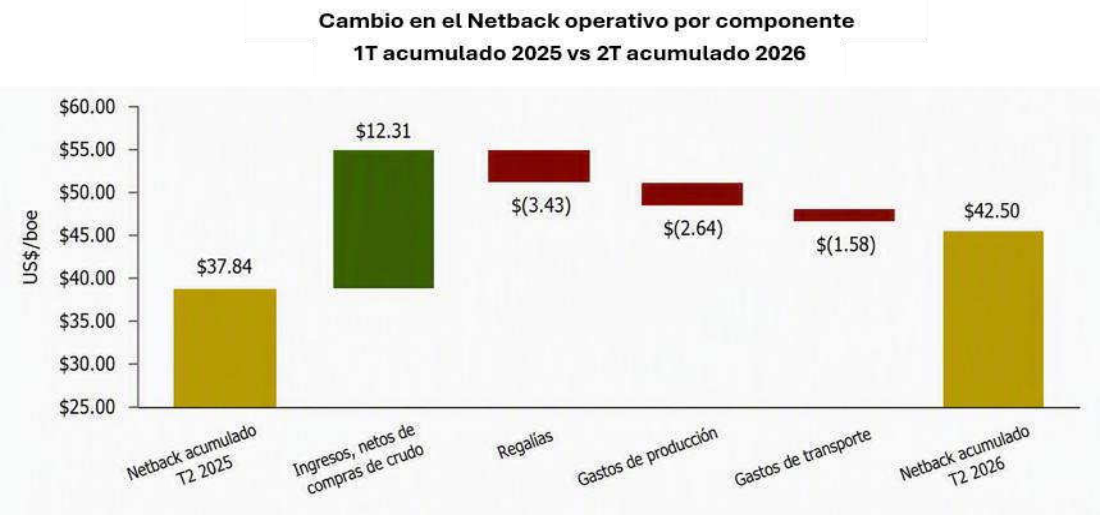
En general, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $29,97/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $22,33/boe en el segundo trimestre de 2026 en comparación con el segundo trimestre de 2025. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento del petróleo crudo adquirido para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos. Las regalías aumentaron en $6,29/boe en el trimestre en comparación con el segundo trimestre de 2025, principalmente asociado con el aumento en el precio de venta. Los gastos de producción en el trimestre aumentaron en $4,99/boe en comparación con el segundo trimestre de 2025, incluyendo el impacto de la Adquisición de Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,88/boe al aumento. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $2,16/boe en comparación con el segundo trimestre de 2025, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el *Netback* operativo aumentó en $8,89/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $29,97/bbl.



En el segundo trimestre de 2026, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $18,30/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $16,01/boe en comparación con el primer trimestre de 2026. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento del petróleo adquirido para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos, parcialmente compensado por menores diferenciales de ubicación y calidad y una disminución en las ventas en boca de pozo. Las regalías aumentaron en $5,05/boe, principalmente asociado con el aumento en el precio de venta. Los gastos de producción aumentaron en $3,40/boe, incluyendo el impacto de la Adquisición de Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,88/boe al aumento. El aumento trimestral reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $1,58/boe en comparación con el primer trimestre de 2026, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el *Netback* operativo aumentó en $5,98/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $18,30/bbl.



En lo que va del año 2026, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $16,79/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $12,31/boe en comparación con el periodo comparativo de 2025. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento de las compras de petróleo para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos y al aumento del diferencial de ubicación y calidad, compensado parcialmente por la disminución de las ventas en boca de pozo. Las regalías aumentaron en $3,43/boe, principalmente asociado al aumento en el precio de venta. Los gastos de producción aumentaron en $2,64/boe, incluyendo el impacto de la Adquisición de Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,18/boe al aumento. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $1,58/boe en comparación con el periodo comparativo de 2025, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el *Netback* operativo aumentó en $4,66/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $16,79/bbl.

8.4 PASIVOS POR PENSIONES Y CARGA DE BENEFICIOS

Al 30 de junio de 2026, la Compañía no tiene pasivos por pensiones.

8.5 IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y LAS FLUCTUACIONES DE LA TASA DE CAMBIO EN LOS PRÉSTAMOS E INVERSIONES

Los préstamos e inversiones de la Compañía están denominados en USD, que constituyen la moneda funcional de la Compañía.

8.6 PRÉSTAMOS O INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA MANTENIDOS POR EL EMISOR

La facilidad de crédito y los bonos no garantizados de la Compañía están denominados en USD, la moneda funcional de la Compañía.

8.7 RESTRICCIONES ACORDADAS CON SUBORDINADOS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA COMPAÑÍA

Al 30 de junio de 2026, la Compañía no tiene acuerdos con sus subsidiarias que restrinjan la transferencia de recursos a la Compañía.

8.8 INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL CIERRE DE LOS ÚLTIMOS TRES (3) AÑOS FISCALES

La siguiente tabla presenta la deuda total de la Compañía al cierre de los últimos tres años financieros y los seis meses terminados el 30 de junio de 2026. Para una discusión sobre la facilidad de crédito actual de la Compañía y los bonos no garantizados en circulación, consulte la sección 7.17 – *Préstamos o Contingencias que Representen el 5% o Más del Total de Pasivos de los Estados Financieros Consolidados del Último Año Fiscal.*

(miles de USD)	**Seis meses terminados junio 30, 2026**	**31 de diciembre de 2025**	**31 de diciembre de 2024**	**31 de diciembre de 2023**
Total deuda	$792.265	$33.000	$60.000	$90.000

8.9 INFORMACIÓN SOBRE CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE SE MANTIENEN EN EL ÚLTIMO AÑO FISCAL

La Compañía tiene saldos tributarios a favor, principalmente relacionados con el impuesto sobre la renta, así como otras obligaciones tributarias y saldos tributarios por retención originados en el curso normal de los negocios.

8.10 INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES DE CAPITAL COMPROMETIDAS AL CIERRE DEL ÚLTIMO AÑO FINANCIERO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE INFORMADO

Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía incurrió en gastos de capital de $224,7 millones, de los cuales el 97% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital de $145,7 millones, de los cuales el 93% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante el segundo trimestre de 2026, la Compañía incurrió en gastos de capital de $133,7 millones, de los cuales el 95% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante el segundo trimestre de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital de $88,7 millones, de los cuales el 89% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, los

gastos de capital de la Compañía de $224,7 millones fueron autofinanciados con el flujo de fondos generado por las operaciones de $245,8 millones.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital por $310,3 millones, de los cuales el 92% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la Compañía incurrió en gastos de capital por $347,7 millones, de los cuales el 95% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, los gastos de capital de la Compañía de $310,3 millones fueron autofinanciados con el flujo de fondos generado por las operaciones de $455,0 millones.

8.11 RESULTADO DEL BALANCE GENERAL

La siguiente tabla presenta activos y pasivos seleccionados de los balances generales consolidados de la Compañía a las fechas respectivas indicadas. Consulte también los balances generales completos al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, que se incluyen en los estados financieros adjuntos como el Anexo 7.

miles de USD	**31 de diciembre de 2023**	**31 de diciembre de 2024**	**31 de diciembre de 2025**	**30 de junio de 2025**	**30 de junio de 2026**
Activos					
Efectivo y equivalentes de efectivo	$ 140.352	$ 98.022	$ 58.328	$ 98.825	$ 163.286
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	-	$ 581	$ 5.424	$ 597	$ 6.120
Cuentas por cobrar	$ 118.567	$ 82.686	$ 78.329	$ 64.774	$ 151.485
Activos corrientes	**$ 337.175**	**$ 245.943**	**$ 273.994**	**$ 239.485**	**$ 602.247**
Activos de exploración y evaluación	$ 211.590	$ 116.928	$ 161.125	$ 172.417	$ 260.751
Propiedades, planta y equipo	$ 1.338.175	$ 1.419.301	$ 1.500.213	$ 1.428.155	$ 2.595.243
Inventario a largo plazo	$ 204.701	$ 199.474	$ 175.426	$ 191.159	$ 167.366
Activo por impuesto diferido	$ 246.678	$ 88.475	$ 142.253	$ 102.393	$ 486.039
Crédito mercantil	$ 73.452	$ 73.452	$ 73.452	$ 73.452	$ 73.452
Total activos	**$ 2.415.327**	**$ 2.155.062**	**$ 2.341.092**	**$ 2.223.178**	**$ 4.235.530**
Pasivos y patrimonio de los accionistas					
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	$ 252.148	$ 170.731	$ 235.809	$ 208.355	$ 608.873
Deuda	$ 90.000	$ 60.000	$ 33.000	$ 18.000	$ 792.265
Obligaciones por arrendamiento a largo plazo	$ 5.736	$ 4.622	$ 7.814	$ 4.534	$ 17.728
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	$ 95.732	$ 77.675	$ 89.165	$ 83.275	$ 341.563
Total pasivos	**$ 459.900**	**$ 323.741**	**$ 388.159**	**$ 326.943**	**$ 1.883.806**
Capital social	$ 660.817	$ 632.899	$ 621.062	$ 627.166	$ 624.657
Superávit contribuido	$ 19.248	$ 20.024	$ 20.738	$ 20.386	$ 20.469
Ganancias retenidas	$ 1.275.362	$ 1.178.398	$ 1.311.133	$ 1.248.683	$ 1.706.598
Patrimonio de los accionistas	**$ 1.955.427**	**$ 1.831.321**	**$ 1.952.933**	**$ 1.896.235**	**$ 2.351.724**

El 1 de junio de 2026, la Compañía cerró con éxito su adquisición previamente anunciada de todos los activos de exploración y producción colombianos de Frontera, convirtiéndose en el mayor productor

independiente de petróleo y gas de Colombia. La contraprestación en efectivo se financió mediante la emisión de un monto de capital agregado de $500 millones en bonos senior no garantizados al 8,5% con vencimiento en 2031.

Como resultado de la Adquisición Frontera, la Compañía reconoció una ganancia por compra en condiciones ventajosas de $302,5 millones, que representa el exceso del valor razonable de los activos netos identificables adquiridos ($798,7 millones) sobre la contraprestación transferida ($496,2 millones, compuesta por $483,7 millones en efectivo pagados al cierre y $12,5 millones correspondientes al valor razonable de la contraprestación contingente). Esta ganancia se originó principalmente en el reconocimiento de un activo por impuesto diferido de $302,5 millones en la fecha de adquisición: conforme a la NIIF 3, los activos por impuestos diferidos se registran a montos no descontados con base en las diferencias temporales existentes en la fecha de adquisición, y no a valor razonable. Dado que la base fiscal de los activos adquiridos está denominada en pesos colombianos, la apreciación del COP entre la negociación de la compra y la fecha de cierre aumentó significativamente el valor equivalente en dólares estadounidenses de dichas bases fiscales, por lo que la Compañía estimó que el activo por impuesto diferido contribuyó a una ganancia aproximadamente equivalente a su monto.

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía un déficit de capital de trabajo de $83,2 millones en comparación con un excedente de capital de trabajo de $28 millones al 31 de diciembre de 2025. La disminución fue atribuible principalmente a la adquisición de Frontera y a la asunción relacionada de pasivos corrientes, compensada parcialmente por mayores saldos de efectivo no restringido.

Al 30 de junio de 2026, Parex mantenía $163,3 millones de efectivo no restringido en comparación con los $58,3 millones al 31 de diciembre de 2025.

El 14 de marzo de 2025, Parex, a través de una subsidiaria extranjera, adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32, lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones.

La Compañía cuenta con un inventario de materiales y equipos de largo tiempo de entrega, tales como revestimientos para perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes. Debido a que, en ocasiones, existe una fuerte demanda de materiales y equipos utilizados en las operaciones de petróleo y gas, la Compañía asegura periódicamente materiales y equipos antes de sus próximos programas de capital. La Compañía tiene previsto utilizar este inventario de largo tiempo de entrega en los próximos años.

Tanto en 2025 como en 2024, la Compañía completó revisiones por deterioro de su inventario a largo plazo. Durante 2025, se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior a su monto recuperable, y se registró un deterioro de $6,5 millones (tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2024: $10 millones) en los estados consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2025. Durante 2024, se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior al monto recuperable y se registró un deterioro de $10 millones en los estados consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2024.

Tanto en 2025 como en 2024, la Compañía completó revisiones por deterioro de sus activos de exploración y evaluación. Durante 2025 se determinó que el valor en libros de ciertos activos de exploración y evaluación no sería recuperable, principalmente en relación con el bloque LLA-94, debido a costos asociados a pozos de exploración que arrojaron resultados no económicos y tras haberse renunciado a dicho bloque. Se determinó que el deterioro fue de $11,1 millones, conforme a lo registrado en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

Durante 2024 se determinó que el valor en libros de ciertos activos de exploración y evaluación no sería recuperable, principalmente en relación con el bloque LLA-122, debido a costos asociados a un pozo de exploración que arrojó resultados técnicamente inviables con una tolerancia al riesgo aceptable. La revisión

por deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable menos los costos de enajenación para determinar el monto recuperable, el cual se determinó en $0 para los activos del bloque LLA-122. Se determinó que el deterioro fue de $49,4 millones y $54,1 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, conforme a lo registrado en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

Los valores en libros de los activos de propiedad, planta y equipo de la Compañía se revisan en cada fecha de presentación para determinar si existe algún indicio de deterioro. Al 31 de diciembre de 2025, no se observaron indicadores de deterioro de propiedad, planta y equipo, ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados anteriormente.

El activo por impuesto diferido aumentó de $142,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a $486,0 millones al 30 de junio de 2026, principalmente por el activo por impuesto diferido de $302,5 millones reconocido en la asignación del precio de compra de la Adquisición Frontera, que dio lugar a la ganancia por compra en condiciones ventajosas descrita anteriormente. De manera separada, la recuperación por impuesto diferido reconocida en resultados, de $59,5 millones y $41,3 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, respectivamente, se debió principalmente a valores fiscales más altos que los valores en libros para los activos de propiedad, planta y equipo y a las pérdidas fiscales compensables asociadas con la Adquisición Frontera. La apreciación del COP también contribuyó al aumento en la recuperación por impuesto diferido.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables en la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca del Magdalena, evidenció una disminución en comparación con la estimación del año anterior. La gerencia consideró esto como un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión por deterioro de estas UGE. La Compañía determinó que el valor en libros de la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna excedía sus montos recuperables, por lo que se registró un deterioro de $78,4 millones en los estados consolidados de resultados integrales para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. No existen activos de exploración y evaluación asociados con estas UGE.

Al 31 de diciembre de 2024, el monto recuperable de la UGE de Aguas Blancas se estimó en $20,9 millones, y el monto recuperable de la UGE de Boranda/Fortuna se estimó en $3,5 millones. Un cambio del 1% en la tasa de descuento asumida o una variación del 5% en las estimaciones de precios futuros a lo largo de la vida de las reservas tendría un impacto no material en el deterioro. El valor razonable determinado fue consistente con la estimación de reservas de los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía al 31 de diciembre de 2024. El monto recuperable se determinó utilizando el valor razonable estimado menos los costos de enajenación.

9. ESTADOS FINANCIEROS

9.1 INDICADORES FINANCIEROS

La siguiente tabla presenta las principales cifras financieras e indicadores financieros clave de los balances consolidados y los estados de resultados integrales consolidados de la Compañía a las fechas indicadas. Los indicadores se presentan comentados y comparados con los ejercicios económicos precedentes, de conformidad con la regulación aplicable. Consulte también los estados financieros correspondientes a los periodos finalizados el 30 de junio de 2026 y el 31 de diciembre de 2025, que se adjuntan en el Anexo 7.

al 31 de diciembre - miles de USD	**2023**	**2024**	**2025**	**jun-25**	**jun-26**
Deuda total	$ 90.000	$ 60.000	$ 33.000	$ 18.000	$ 792.265
Pasivo total	$ 459.900	$ 323.741	$ 388.159	$ 326.943	$ 1.883.806

Activo total	$ 2.415.327	$ 2.155.062	$ 2.341.092	$ 2.223.178	$ 4.235.530
Patrimonio	$ 1.955.427	$ 1.831.321	$ 1.952.933	$ 1.896.235	$ 2.351.724
Utilidad del año / periodo	$ 459.309	$ 60.680	$ 255.083	$ 129.742	$ 448.885
EBITDA	$ 650.829	$ 545.362	$ 481.444	$ 263.032	$ 583.381
Activo total/Pasivo total	5,25x	6,66x	6,03x	6,80x	2,25x
Pasivo total/ (Pasivo total + Patrimonio)	19,04%	15,02%	16,58%	14,71%	44,48%
Deuda total/EBITDA	0,14x	0,11x	0,07x	0,07x	1,36x
Apalancamiento (Pasivo/Patrimonio)	0,24x	0,18x	0,20x	0,17x	0,80x
ROE (Utilidad/Patrimonio)	23,49%	3,31%	13,06%	6,84%	19,09%
ROA (Utilidad/Activo)	19,02%	2,82%	10,90%	5,84%	10,60%

Nota: Los valores de EBITDA de junio de 2025 y junio de 2026 corresponden a los seis meses terminados el 30 de junio del respectivo año. La relación Deuda total/EBITDA se calcula utilizando el EBITDA acumulado del periodo, sin anualizar.

Con respecto a los indicadores financieros presentados, se destacan los siguientes comentarios: (i) el incremento significativo en los indicadores de endeudamiento a junio de 2026 (apalancamiento de 0,80x frente a 0,17x en junio de 2025, y razón de estructura de capital de 44,48% frente a 14,71%) refleja el impacto de la Adquisición Frontera y la asunción de los Bonos no Garantizados de 2028 y la emisión de los Bonos no Garantizados de 2031; (ii) la rentabilidad sobre patrimonio (ROE) se recuperó a 13,06% en 2025 después de un año 2024 atípicamente bajo (3,31%), afectado por el deterioro registrado en los activos de propiedades, planta y equipo, los activos de exploración y evaluación y el inventario a largo plazo, además de un gasto significativo por impuesto sobre la renta diferido; (iii) la relación Deuda total/EBITDA permaneció en niveles conservadores durante el periodo 2023-2025 (entre 0,07x y 0,14x), incrementándose a 1,36x a junio de 2026 como resultado de la estrategia de crecimiento inorgánico; y (iv) los indicadores de rentabilidad sobre patrimonio (ROE) y rentabilidad sobre activos (ROA) corresponden a los periodos semestrales (jun-25 y jun-26), por lo que no son directamente comparables con los indicadores anuales.

9.2 FORMATOS DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Por tratarse de un emisor extranjero constituido bajo las leyes de la Provincia de Alberta, Canadá, a Parex Resources Inc. no le resultan aplicables, en los mismos términos previstos para emisores colombianos, los requisitos relativos a la preparación y certificación de estados financieros individuales de conformidad con la Ley 222 de 1995 y la Ley 964 de 2005, ni el requisito de acompañarlos con la opinión de un revisor fiscal colombiano.

Para efectos del presente Prospecto, la información financiera del Emisor corresponde a sus estados financieros consolidados preparados de conformidad con las NIIF y de acuerdo con los requerimientos aplicables al Emisor en Canadá.

En consecuencia, se incorporan al presente Prospecto los estados financieros consolidados auditados de Parex correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, junto con sus respectivas notas e informes del auditor independiente, así como los estados financieros consolidados intermedios correspondientes al período terminado el 30 de junio de 2026, en los términos aplicables.

La información financiera antes señalada se incluye como anexo al presente Prospecto y se encuentra acompañada de su correspondiente traducción al español.

9.3 ESTADOS FINANCIEROS COMPARATIVOS DEL EMISOR

Se adjunta la siguiente información financiera del Emisor al presente Prospecto de Información:

- Los Estados Financieros consolidados originales en inglés a 31 de diciembre de 2023 se encuentran adjuntos como Anexo 7-A.
- Los Estados Financieros consolidados originales en inglés a 31 de diciembre de 2024 se encuentran adjuntos como Anexo 7-C.
- Los Estados Financieros consolidados originales en inglés a 31 de diciembre de 2025 se encuentran adjuntos como Anexo 7-E.
- Los Estados Financieros consolidados traducidos oficialmente a español a 31 de diciembre de 2023 se encuentran adjuntos como Anexo 7-B.
- Los Estados Financieros consolidados traducidos oficialmente a español a 31 de diciembre de 2024 se encuentran adjuntos como Anexo 7-D.
- Los Estados Financieros consolidados traducidos oficialmente a español a 31 de diciembre de 2025 se encuentran adjuntos como Anexo 7-F.
- Los Estados Financieros consolidados intermedios condensados originales en inglés a 30 de junio de 2026 se encuentran adjuntos como Anexo 7-G.
- Los Estados Financieros consolidados intermedios condensados traducidos oficialmente a español a 30 de junio de 2026 se encuentran adjuntos como Anexo 7-H.

Cotización de Acciones en la BVC



Agente Estructurador en Colombia



PROSPECTO PRELIMINAR DE INFORMACIÓN

CERTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE LEGAL Y VICEPRESIDENTE FINANCIERO DEL EMISOR

Los suscritos Representante Legal y Vicepresidente Financiero de Parex Resources Inc. (el "Emisor"), cada uno dentro de nuestras respectivas calidades como funcionarios del emisor y según nuestro leal saber y entender, tras haber realizado una indagación razonable, certificamos que hemos empleado una debida diligencia razonable en la verificación del Prospecto de Información (el "Prospecto"). Con base en dicha revisión, certificamos que, a la fecha del presente documento, el Prospecto no contiene ninguna declaración falsa sobre un hecho material y no omite declarar ningún hecho material que deba ser declarado o que sea necesario para que una declaración no resulte engañosa a la luz de las circunstancias en las que fue realizada.

Igualmente certificamos que, según nuestro leal saber y entender, las cifras financieras contenidas en este Prospecto han sido preparadas de conformidad con las normas contables aplicables y han sido reproducidas fielmente de los libros y registros del Emisor.

La presente se expide en Calgary, Canadá a los 20 días del mes de agosto de 2026.

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Imad Mohsen
Número de identificación[1]: NS5CDLJ23
Representante Legal
Parex Resources Inc.

Cameron Grainger
Número de identificación[1]: P354348LS
Vicepresidente Financiero
Parex Resources Inc.

[1] Dado que el suscriptor es una persona extranjera, su identidad se acredita mediante el número de pasaporte indicado, utilizado para efectos de identificación en la presente certificación.

External Auditor's Certificate	Certificación del Auditor Externo
November 10, 2026	10 de noviembre de 2026
Ladies and Gentlemen	Señoras y señores
SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA	SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA
Bogota D.C.	Bogotá D.C.
Subject: Information from the Statutory Audit of PAREX RESOURCES INC., related to the Company's Financial Statements included in the information prospectus.	Asunto: Información de la Revisoría Fiscal (auditoría estatutaria) de PAREX RESOURCES INC., relacionada con los Estados Financieros de la Compañía incluidos en el prospecto de información.
Dear Sirs:	Apreciados señores:
We have previously audited PAREX RESOURCES INC.'s December 31, 2023, December 31, 2024, and December 31, 2025 consolidated financial statements, which comprise the consolidated balance sheets as at December 31, 2023, 2024, and 2025 and the consolidated statements of comprehensive income, changes in equity, and cash flows for the years then ended, and the notes to the consolidated financial statements, comprising material accounting policy information and other explanatory information, and have rendered our reports thereon dated February 29, 2024, March 4, 2025, and March 3, 2026, respectively, and have reviewed PAREX RESOURCES INC.'s interim consolidated financial statements as at June 30, 2026 (the "financial statements").	Hemos auditado previamente los estados financieros consolidados de PAREX RESOURCES INC. al 31 de diciembre de 2023, 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2025, que comprenden los balances generales consolidados al 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025 y los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes a los ejercicios terminados en dichas fechas, así como las notas a los estados financieros consolidados, que incluyen información sobre las políticas contables materiales y otra información explicativa, y hemos emitido nuestros informes al respecto de fechas 29 de febrero de 2024, 4 de marzo de 2025 y 3 de marzo de 2026, respectivamente, y hemos revisado los estados financieros consolidados intermedios de PAREX RESOURCES INC. al 30 de junio de 2026 (los "estados financieros").
We conducted our audits in accordance with Canadian generally accepted auditing standards.	Realizamos nuestras auditorías de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá.
In compliance with the provisions of Section 2.3.6.1.2.6.6, Chapter II, Title I, Part III of the Legal Basic Circular issued by the Colombian Financial Superintendency, I hereby certify that:	En cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 2.3.6.1.2.6.6 del Capítulo II, Título I, Parte III de la Circular Básica Jurídica expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, por medio de la presente certifico que:
The financial information contained in the Prospectus for the common shares of PAREX RESOURCES INC. (the "Prospectus") faithfully corresponds to the information reflected in the financial statements of PAREX RESOURCES INC.	La información financiera contenida en el Prospecto de las acciones ordinarias de PAREX RESOURCES INC. (el "Prospecto") corresponde fielmente a la información reflejada en los estados financieros de PAREX RESOURCES INC.

External Auditor's Certificate	Certificación del Auditor Externo
With respect to our responsibility regarding the financial statements included in the Prospectus, we inform you that we have no reason to believe that there are any misrepresentations in the information contained therein that is derived from the financial statements on which we have reported, or that are within our knowledge as a result of our audit or review of such financial statements.	En relación con nuestra responsabilidad respecto de los estados financieros incluidos en el Prospecto, les informamos que no tenemos motivos para creer que exista alguna inexactitud en la información allí contenida que se derive de los estados financieros sobre los cuales hemos emitido informe, o que sea de nuestro conocimiento como resultado de nuestra auditoría o revisión de dichos estados financieros.
This certificate is issued in compliance with the provisions of Article 2 of Law 43 of 1990.	Esta certificación se expide en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2 de la Ley 43 de 1990.
Sincerely, PricewaterhouseCoopers LLP	Atentamente, PricewaterhouseCoopers LLP
Chartered Professional Accountants PricewaterhouseCoopers LLP	Contadores Profesionales Colegiados (Chartered Professional Accountants) PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 2900 Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3 T.: +1403 509 7500, F.: +1403 781 1825 Fax to mail: ca_calgary_main_fax@pwc.com	Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 2900 Calgary, Alberta, Canadá T2P 5L3 Tel.: +1403 509 7500, Fax: +1403 781 1825 Fax a correo: ca_calgary_main_fax@pwc.com
"PwC" refers to PricewaterhouseCoopers LLP, an Ontario limited liability partnership.	"PwC" hace referencia a PricewaterhouseCoopers LLP, una sociedad de responsabilidad limitada (limited liability partnership) de Ontario.

CERTIFICACIÓN DEL ESTRUCTURADOR

EL SUSCRITO REPRESENTANTE LEGAL DE

BANCA DE INVERSIÓN BANCOLOMBIA S.A. CORPORACIÓN FINANCIERA

CERTIFICA:

Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera, certifica que, dentro de lo que le compete en sus funciones de Estructurador, empleó la debida diligencia en la recopilación de la información durante las reuniones con las directivas de PAREX RESOURCES INC., y con base en estas, hizo la verificación del Prospecto de Información, en forma tal que certifica la veracidad del mismo y que en éste no se presentan omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera, por no estar dentro de sus funciones, no ha auditado independientemente la información suministrada por PAREX RESOURCES INC. que sirvió de base para la elaboración de este Prospecto de Información, por lo tanto, no tendrá responsabilidad alguna por cualquier afirmación o certificación (explícita o implícita) contenida en el mismo.

La presente se expide en Medellín a los 5 días de octubre 2026.

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

ALEJANDRO SOLARTE TENORIO
Representante Legal
Banca de Inversión Bancolombia S.A. Corporación Financiera

Certificado de Traductor Oficial

La suscrita, Patricia Silva Aldana, certifico que soy traductora oficial debidamente registrada con el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia, con registro oficial emitido por el Ministerio de Justicia de Colombia por medio de la Resolución No. 0486 de 2004.

Adicionalmente, certifico la traducción de los cinco (5) documentos que acompañan esta certificación, relacionados con la empresa PAREX RESOURCES INC., los cuales se encuentran originalmente en idioma inglés, y que, a mi leal saber y entender, es una traducción veraz y correcta.

Certifico, por último, que soy competente en los idiomas ESPAÑOL e INGLÉS para certificar dicha traducción.



La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Por: _____ Fecha: 24 de agosto, 2026

Patricia Silva

Traductora e Interprete Oficial

Norton Rose Fulbright

Norton Rose Fulbright Canada LLP
400 3rd Avenue SW, Suite 3700
Calgary, Alberta T2P 4H2 Canadá

F: +1 403.264.5973
nortonrosefulbright.com

Memorando

De	Katherine AE Prusinkiewicz	**Fecha**	21 de agosto de 2026
Línea directa	+1 403.267.8313		
Correo electrónico	katherine.prusinkiewicz@nortonrosefulbright.com	**Nuestra ref**	1001394074
Para	**Superintendencia Financiera de Colombia**		

Parex Resources Inc. - Solicitud de Cotización

Hemos actuado como asesores legales canadienses de Parex Resources Inc. ("**Parex**") en relación con la presentación de un prospecto preliminar (el "**Prospecto**") para la inscripción de las acciones ordinarias del capital social de Parex (las "**Acciones Ordinarias**") en el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia (la "**Solicitud de Cotización**"). Este memorando se le proporciona a solicitud de Parex.

I. Examen de Documentos

En relación con la Solicitud de Cotización, hemos participado en la elaboración y hemos examinado una copia firmada del Prospecto. Asimismo, hemos examinado los registros públicos, certificados de funcionarios públicos y otros documentos públicos, y hemos realizado las búsquedas y otras investigaciones que consideramos necesarias con el fin de emitir las declaraciones que se presentan a continuación. También hemos examinado los originales o copias de los siguientes documentos y registros:

(a) certificado de vigencia con fecha del 19 de agosto de 2026 (el "**Certificado de Vigencia**") emitido con respecto a Parex de conformidad con la ABCA (según se define aquí), cuya copia se adjunta a este documento;

(b) certificado del Secretario Corporativo y Oficial de Privacidad de Parex con fecha del 16 de agosto de 2026 (el "**Certificado del Secretario**"), cuya copia se le ha entregado por separado:

(c) la Escritura y los Estatutos (según se definen en este documento) adjuntos al Certificado del Secretario;

(d) resoluciones de la junta directiva de Parex (la "**Junta Directiva**") que aprueban y autorizan, entre otras cosas, la Solicitud de Cotización, tal como se adjunta al Certificado del Secretario;

(e) una carta con fecha del 20 de agosto de 2026 (el "**Certificado del Agente de Transferencias**") de Odyssey Trust Company, en su calidad de agente de transferencias y registro de las acciones ordinarias, cuya copia se adjunta a este documento;

(f) una impresión de un extracto de la lista de emisores con obligaciones de información (la "**Lista de Emisores con Obligaciones de Información**") publicada por la CSA (según se define en este

AVISO DE CONFIDENCIALIDAD: Este memorando externo, incluyendo los archivos adjuntos, es confidencial y puede estar amparado por el secreto profesional. Si usted no es el destinatario previsto, por favor notifique al remitente inmediatamente y elimínelo; no debe copiarlo, utilizarlo para ningún propósito ni revelar su contenido a ninguna otra persona.

Norton Rose Fulbright Canada LLP es una sociedad de responsabilidad limitada constituida en Canadá.

Norton Rose Fulbright Canada LLP, Norton Rose Fulbright LLP y Norton Rose Fulbright US LLP son entidades jurídicas separadas y cada una de ellas es miembro de Norton Rose Fulbright Verein, una asociación de derecho suizo (Swiss verein). Norton Rose Fulbright Verein ayuda a coordinar las actividades de sus miembros, pero no presta por sí misma servicios jurídicos a clientes. Los detalles de cada entidad, junto con cierta información normativa, se encuentran en nortonrosefulbright.com/legal-notices.

documento) en SEDAR+ y consultada el 19 de agosto de 2026 a las 5:00 p.m. (hora de Calgary) (la "**Hora de Acceso**") en cuanto a la condición de la Sociedad como un emisor con obligaciones de información no incurso en incumplimiento de ciertos requisitos de las regulaciones de valores aplicables; y

(g) la versión en inglés del código de conducta de Parex, modificado por la Junta Directiva el 29 de julio de 2025, tal como se publica en el sitio web corporativo de Parex (el "**Código de Conducta**").

Nos hemos basado exclusivamente en lo anterior en cuanto a los asuntos de hecho allí contemplados, sin realizar ninguna investigación adicional.

II. Ley Aplicable

Las declaraciones aquí proporcionadas se refieren únicamente a las leyes de la Provincia de Alberta y a las leyes federales de Canadá aplicables en Alberta vigentes a la fecha de este documento ("**Ley Aplicable**"), y no se proporcionan declaraciones en cuanto a las leyes de ninguna otra jurisdicción.

III. Supuestos

En nuestro examen de todos los documentos, hemos asumido que:

(a) todas las personas físicas cuentan con la capacidad legal requerida;

(b) todas las firmas son genuinas;

(c) todos los documentos que se nos presentaron como originales son completos y auténticos, y todos los documentos que se nos presentaron como copias, incluyendo las copias fotostáticas, de fax y obtenidas electrónicamente, son completos y se ajustan a los originales de dichos documentos;

(d) todos los hechos establecidos en los registros públicos oficiales, índices y sistemas de archivo, así como todos los certificados y documentos proporcionados por funcionarios públicos o comunicados a nosotros por funcionarios públicos, incluyendo el Certificado de Vigencia y la Lista de Emisores con Obligaciones de Información, eran completos, verdaderos y exactos a las fechas de corte especificadas en ellos y continúan siendo completos, verdaderos y exactos a la fecha de este memorando como si se hubieran emitido en esta fecha;

(e) todos los hechos establecidos en el Certificado del Secretario son completos, verdaderos y exactos, y continúan siendo completos, verdaderos y exactos a la fecha de este memorando como si dicho certificado se hubiera otorgado en esta misma fecha.

IV. Confirmaciones Solicitadas y Resúmenes de la Legislación Canadiense Aplicable

Con base en y sujeto a lo anterior, así como a los supuestos aquí establecidos, le proporcionamos la siguiente información solicitada:

1. Existencia corporativa, facultades y capacidad

1.1 Canadá cuenta con un sistema federal en el cual los poderes se dividen entre el gobierno federal y las provincias. Algunos asuntos legales están sujetos a la jurisdicción federal y otros están sujetos a la jurisdicción provincial. Las sociedades mercantiles (incluyendo las empresas públicas) en Canadá pueden optar por constituirse en virtud de la legislación corporativa federal —la Ley de Sociedades Comerciales de Canadá— o el estatuto corporativo equivalente de una provincia.

1.2 Con base en el Certificado de Vigencia, Parex es una sociedad válida y existente en virtud de las leyes de la Provincia de Alberta.

1.3 Como sociedad existente conforme a las leyes de Alberta, Parex se rige, en lo que respecta a asuntos de derecho corporativo, por la Ley de Sociedades Comerciales de Alberta, RSA 2000, c B-9 (la "**ABCA**"). De conformidad con el artículo 16 de la ABCA, Parex tiene la capacidad y, con sujeción a la ABCA, los derechos, facultades y privilegios de una persona natural. Parex también tiene la capacidad de llevar a cabo sus negocios, conducir sus asuntos y ejercer sus facultades en cualquier jurisdicción fuera de Alberta en la medida en que las leyes de dicha jurisdicción lo permitan.

1.4 Los documentos constitutivos de Parex consisten en un Certificado de Fusión y la Escritura de Fusión del 1 de marzo de 2022 (la "**Escritura**") y los Estatutos Modificados N.° 1 (los "**Estatutos**"). De conformidad con el inciso 186(g) de la ABCA, la Escritura de Fusión se considera la escritura de constitución de Parex y el Certificado de Fusión se considera el certificado de constitución de Parex. De conformidad con el inciso 102(1) de la ABCA, los Estatutos regulan el negocio y los asuntos de Parex.

1.5 Parex tiene la facultad y capacidad corporativa para ser propietaria de sus bienes y activos, para llevar a cabo su negocio tal como se lleva a cabo actualmente, y para presentar el Prospecto ante el Registro Nacional de Valores y Emisores y la Bolsa de Valores de Colombia en relación con la Solicitud de Cotización.

2. Autorización Corporativa

2.1 De conformidad con inciso 101(1) de la ABCA, los directores de Parex administrarán o supervisarán la administración de los negocios y asuntos de Parex. De conformidad con el inciso 121(a) de la ABCA, sujeto a la Escritura, los Estatutos y las restricciones establecidas en la ABCA, los directores de Parex pueden designar los cargos de Parex, nombrar como funcionarios a individuos con plena capacidad para ocupar dichos cargos, especificar sus deberes y delegarles facultades para administrar los negocios y asuntos de Parex. De conformidad con el artículo 3.01 de los Estatutos, la Junta Directiva de Parex puede, de vez en cuando, indicar la manera y la persona o personas por las cuales cualquier instrumento en particular o clase de instrumentos puede o debe ser firmado. De conformidad con las resoluciones debidamente adoptadas por la Junta Directiva, cualquier director o funcionario de Parex (o más de uno) está autorizado para preparar, aprobar, suscribir, presentar y certificar, en nombre de Parex, todas las solicitudes, peticiones, declaraciones de registro y prospectos/documentos informativos, certificaciones, declaraciones, compromisos, opiniones legales, traducciones, avisos regulatorios, solicitudes de información y otros documentos ante la Bolsa de Valores de Colombia y la Superintendencia Financiera de Colombia.

2.2 Parex ha tomado todas las medidas corporativas necesarias para autorizar la suscripción y presentación del Prospecto en relación con la Solicitud de Cotización, incluyendo la inscripción de las Acciones Ordinarias en el Registro Nacional de Valores y Emisores y la admisión de las Acciones Ordinarias para su negociación en la Bolsa de Valores de Colombia.

2.3 La suscripción y presentación del Prospecto y la realización de la Solicitud de Cotización no infringen, dan lugar a una violación de, o constituyen un incumplimiento en virtud de:

(a) la Escritura o los Estatutos de Parex;

(b) cualquier ley o reglamento de aplicación general en Alberta; o,

(c) los requisitos de la Bolsa de Valores de Toronto (la "**TSX**").

3. Aprobación Regulatoria

3.1 La ley de valores en Canadá es de competencia provincial y es administrada por los organismos reguladores de valores provinciales (incluyendo la Comisión de Valores de Alberta). Aunque Canadá no cuenta con un organismo regulador de valores nacional ni con leyes nacionales de valores, el marco regulatorio se ha armonizado en gran medida en todo el país a través de los

instrumentos y políticas desarrollados bajo los auspicios de los Administradores de Valores de Canadá (la "**CSA**"), una organización paraguas de los organismos reguladores de valores provinciales que en sí misma no tiene competencia regulatoria. Entre otras funciones, la CSA desarrolla y publica instrumentos y políticas que abordan aspectos específicos de la regulación de valores. Una provincia puede adoptar un instrumento como norma o regulación, en cuyo caso tiene fuerza de ley en dicha provincia. Cuando todas las provincias adoptan un instrumento, este se denomina Instrumento Nacional.

3.2 De conformidad con las regulaciones de valores aplicables, la Comisión de Valores de Alberta es el organismo regulador principal de Parex.

3.3 Una sociedad que ha presentado un prospecto definitivo en una o más provincias de Canadá es un "emisor con obligaciones de información" en dicha(s) provincia(s) y generalmente está sujeta a las regulaciones de valores de dicha(s) provincia(s), incluyendo la presentación de documentos de divulgación oportuna y continua ante la autoridad reguladora de valores de dichas provincias a través del Sistema de Análisis y Recuperación Electrónica de Datos + ("**SEDAR+**") mantenido por la CSA en https://www.sedarplus.ca.

3.4 Con base en la Lista de Emisores con Obligaciones de Información, Parex es un emisor con obligaciones de información en cada una de las provincias de Canadá y no figura en dicha lista como incurso en incumplimiento ni está sujeto a una orden activa de suspensión de negociación.

3.5 No se requiere ninguna autorización, consentimiento o aprobación de, ni presentación, registro o inscripción ante ningún organismo gubernamental que tenga jurisdicción en Alberta o cualquier autoridad reguladora de valores en Canadá o la TSX en relación con la Solicitud de Cotización, aparte de la radicación en SEDAR+ ante los organismos reguladores de valores en cada una de las provincias de Canadá, de cualquier información material respecto a Parex que haya sido divulgada en el Prospecto, pero que no haya sido divulgada generalmente en el mercado canadiense, debiendo realizarse dicha radicación de manera simultánea a la puesta a disposición del público del Prospecto en Colombia, o tan pronto como sea viable tras la misma.

4. Capital Social

4.1 De conformidad con el artículo 26 de la ABCA, las acciones de las sociedades existentes en virtud de las leyes de la Provincia de Alberta deben ser nominativas en lugar de al portador, y se emiten sin valor nominal o a la par. Si una sociedad tiene una sola clase de acciones (como es el caso de Parex), los derechos de los titulares de dichas acciones son iguales en todos los aspectos e incluyen los siguientes derechos: (a) a votar en cualquier asamblea de accionistas de la sociedad, (b) a recibir cualquier dividendo declarado por la sociedad, y (c) a recibir la propiedad restante de la sociedad en caso de disolución.

4.2 De conformidad con su Escritura, el capital social autorizado de Parex consiste en un número ilimitado de Acciones Ordinarias, de las cuales, con base en el Certificado del Agente de Transferencias, 96.180.254 Acciones Ordinarias se encontraban emitidas y en circulación al cierre de operaciones del 19 de agosto de 2026.

4.3 De conformidad con los incisos 27(2) y (3) de la ABCA, las acciones de las sociedades constituidas conforme a las leyes de la Provincia de Alberta no podrán emitirse sino hasta que la contraprestación por las mismas haya sido totalmente pagada; asimismo, las acciones son liberadas (no sujetas a aportes o pagos adicionales) y sus titulares no responden ante la sociedad ni ante los acreedores de esta con respecto a dichas acciones.

5. Dividendos

5.1 El artículo 43 de la ABCA establece que una sociedad no puede declarar ni pagar un dividendo si existen motivos razonables para creer que no puede, o no podría tras el pago, cumplir con sus

obligaciones a medida que venzan, o que el valor realizable de sus activos sería inferior a la suma de sus pasivos y el capital declarado de todas las clases.

5.2 El artículo 44 de la ABCA establece que una sociedad puede pagar un dividendo mediante la emisión de acciones totalmente pagadas de la sociedad y, sin perjuicio del artículo 43, puede pagar un dividendo en dinero o bienes. Además, si las acciones de una sociedad se emiten para el pago de un dividendo, los directores pueden agregar la totalidad o parte del valor de dichas acciones a la cuenta de capital declarado mantenida o que deba mantenerse para las acciones de la clase o serie emitida para el pago del dividendo.

5.3 De conformidad con el artículo 11.01 de los Estatutos, la Junta Directiva de Parex puede declarar periódicamente dividendos pagaderos a los accionistas de acuerdo con sus respectivos derechos e intereses en Parex. Los dividendos podrán pagarse en dinero o bienes, o mediante la emisión de Acciones Ordinarias totalmente pagadas.

5.4 El artículo 11.02 de los Estatutos establece que un dividendo pagadero en dinero se pagará mediante cheque a la orden de cada titular registrado de las acciones de la clase o serie respecto de la cual se haya declarado, y se enviará por correo ordinario franqueado a dicho titular a la dirección que conste en el registro de valores de Parex o a la dirección que dicho titular indique de otro modo. En el caso de cotitulares, el cheque, a menos que dichos cotitulares indiquen lo contrario, se emitirá a la orden de la totalidad de dichos cotitulares y se les enviará por correo a su dirección registrada. El envío por correo de dicho cheque en la forma antes señalada, a menos que este no sea pagado tras su debida presentación, extinguirá la obligación y liberará de responsabilidad por el dividendo hasta por la suma representada en el mismo, más el monto de cualquier impuesto que Parex esté obligada a retener y efectivamente retenga.

5.5 De conformidad con el artículo 11.03 de los Estatutos, en caso de que la persona a quien se le envíe por correo el cheque de dividendos indicado no lo reciba, Parex emitirá a dicha persona un cheque de reposición por un monto igual en los términos de indemnización, reembolso de gastos y prueba de no recepción y de titularidad que la Junta Directiva determine en cada momento, ya sea de manera general o para un caso en particular.

5.6 El artículo 11.04 de los Estatutos establece que ningún dividendo devengará intereses en contra de Parex. Cualquier dividendo no reclamado después de un periodo de seis años a partir de la fecha en que se declaró pagadero será confiscado y revertirá a Parex.

5.7 El artículo 11.05 de los Estatutos establece que la Junta Directiva podrá fijar con antelación una fecha, que no preceda en más de 50 días a la fecha de pago de cualquier dividendo, como fecha de registro para la determinación de las personas con derecho a recibir el pago de dicho dividendo, siempre que, a menos que se renuncie a ello según lo previsto en la ABCA, se notifique dicha fecha de registro a los accionistas registrados de Parex con no menos de siete días de antelación a dicha fecha, en la forma prevista en la ABCA y mediante notificación por escrito a la TSX. Cuando no se fije una fecha de registro con antelación, la fecha de registro para la determinación de las personas con derecho a recibir el pago de cualquier dividendo será al cierre de operaciones del día en que la Junta Directiva apruebe la resolución relativa a dicho dividendo.

5.8 De conformidad con el artículo 4.8 del Manual de Empresas de la TSX, un emisor que declare un dividendo debe notificar a la TSX al menos cinco días hábiles bursátiles antes de la fecha de registro del dividendo. Además, los emisores deben evaluar la necesidad de emitir un comunicado de prensa al declarar un dividendo.

6. Otros Asuntos

Auditor Externo

6.1 En Canadá, no existe un rol como el de "revisor fiscal", el cual entendemos que significa "statutory auditor" según la ley colombiana. Sin embargo, la legislación corporativa y de valores exige que los accionistas de los emisores con obligaciones de información designen un auditor externo independiente en cada asamblea anual de accionistas. De conformidad con el inciso 161(1) de la ABCA, una persona está descalificada para ser auditor de una sociedad si no es independiente de la sociedad y sus afiliadas, y de los directores y funcionarios de la sociedad y sus afiliadas. De conformidad con inciso 168(1) de la ABCA, el auditor de una sociedad tiene derecho a recibir la convocatoria de cada asamblea de accionistas y, a expensas de la sociedad, a asistir y ser escuchado en cada asamblea en lo que respecta a asuntos relativos a sus funciones como auditor.

6.2 De conformidad con el Instrumento Nacional 51-102, que se aplica a los emisores con obligaciones de información, incluyendo Parex, los estados financieros anuales de una sociedad deben ser auditados y dichos estados financieros auditados deben ser aprobados por la junta directiva de la sociedad, presentados ante la autoridad reguladora de valores en cada jurisdicción en la que la sociedad sea un emisor con obligaciones de información y entregados a todos los accionistas o a aquellos que hayan solicitado una copia.

6.3 De conformidad con el Instrumento Nacional 52-108, una persona o empresa que prepare el informe de un auditor con respecto a los estados financieros de un emisor con obligaciones de información debe ser, a la fecha del informe del auditor, una firma de contabilidad pública que haya celebrado un acuerdo por escrito con la Junta Canadiense de Rendición de Cuentas Pública ("**CPAB**") en relación con el programa de inspecciones de práctica de la CPAB y el establecimiento de requisitos de práctica.

Cambio de Control

6.4 De conformidad con el Instrumento Nacional 62-104, una oferta para adquirir acciones en circulación de una sociedad, cuando el número de acciones sujeto a la oferta, junto con las acciones existentes del oferente, constituyan en conjunto el 20% o más de las acciones en circulación de dicha sociedad, constituye una "oferta pública de adquisición". A menos que sea aplicable una exención legal, el Instrumento Nacional 62-104 exige que el oferente realice una oferta formal a todos los titulares de los valores sujetos a la oferta que se encuentren dentro de la jurisdicción local.

6.5 Además, Parex cuenta con un plan de derechos de protección para los accionistas (el "**Plan de Derechos**"), el cual está sujeto a la reaprobación de los accionistas de Parex cada tres años. El Plan de Derechos alienta a un potencial oferente que presente una oferta pública de adquisición a proceder ya sea mediante una "Oferta Permitida", que generalmente requiere que una oferta pública de adquisición cumpla con ciertos estándares mínimos diseñados para promover la equidad, o con la concurrencia de la Junta Directiva. Si una oferta pública de adquisición no cumple con estos estándares mínimos y la Junta Directiva no renuncia al Plan de Derechos, dicho Plan de Derechos establece que los titulares de Acciones Ordinarias, distintos del adquiriente, podrán comprar Acciones Ordinarias adicionales con un descuento significativo sobre el precio de mercado, exponiendo así al adquiriente a una dilución sustancial de las acciones ordinarias de Parex que dicho adquiriente posea en ese momento.

Código de Conducta

6.6 Las sociedades existentes en virtud de las leyes de la Provincia de Alberta no están obligadas a contar con un código de conducta. Sin embargo, Parex ha adoptado voluntariamente el Código de Conducta.

6.7 El Código de Conducta establece los estándares éticos y de gobernanza mínimos aplicables a todos los directores, funcionarios, empleados, contratistas y consultores de Parex y de sus subsidiarias directas e indirectas. Exige a todas dichas personas que conduzcan toda actividad comercial de conformidad tanto con la letra como con el espíritu de la ley aplicable y de la política corporativa, guiadas por los valores de integridad y transparencia, cumplimiento legal y rendición de cuentas,

compromiso ético y respeto. El Código enfatiza la importancia de una divulgación pública precisa y oportuna, la ciudadanía corporativa responsable, un lugar de trabajo respetuoso, la responsabilidad ambiental y social, y la protección de la confianza de los accionistas y partes interesadas. La supervisión de la gobernanza se asigna principalmente al Comité de Gobierno Corporativo y Nombramientos de la Junta Directiva, al Comité de Ética Corporativa en Canadá, al Oficial de Cumplimiento en Colombia y al Gerente de País en Colombia. Cualquier renuncia a favor de los directores o funcionarios ejecutivos solo puede ser otorgada por la Junta Directiva o un comité de la Junta y puede requerir divulgación pública.

6.8 Las obligaciones clave incluyen identificar y divulgar oportunamente los conflictos de interés reales, potenciales o aparentes; salvaguardar la información confidencial, los datos personales, las oportunidades corporativas y los activos de la compañía; cumplir con las restricciones sobre el uso de información privilegiada; y mantener libros, registros, divulgaciones y controles internos precisos. El Código también impone expectativas detalladas con respecto a regalos y entretenimiento, cumplimiento anticorrupción y antifraude, debida diligencia de terceros, competencia leal y adquisiciones, actividad política y cabildeo, salud y seguridad en el lugar de trabajo, derechos humanos, y la prevención de la discriminación y el acoso. Se espera que los destinatarios y las partes interesadas busquen orientación y comuniquen sospechas de mala conducta a través de los canales designados de la gerencia, el área de cumplimiento, la Junta o la línea directa; los denuncias pueden ser anónimas, las represalias están prohibidas y las quejas pueden ser investigadas. El cumplimiento es requerido individualmente y reconocido formalmente, y las violaciones —incluyendo la falta de denuncia o de cooperación en una investigación— pueden dar lugar a medidas disciplinarias, despido con causa justa, renuncia o acción legal.

V. Limitaciones de Dependencia

Este memorando es únicamente para el beneficio de la persona a quien va dirigido y no para el beneficio de ninguna otra persona. Se emite únicamente en relación con la Solicitud de Cotización. Dicho destinatario no podrá utilizarlo ni basarse en él para ningún otro propósito, ni ninguna otra persona podrá basarse en él para ningún propósito sin nuestro consentimiento previo por escrito.

Este memorando se emite a la fecha de este documento y renunciamos a cualquier obligación o compromiso de informarle sobre un cambio en la ley o en los hechos que afecte o incida en las declaraciones aquí expuestas que ocurra con posterioridad a dicha fecha y que llegue o sea puesto en nuestro conocimiento.

Atentamente,

NORTON ROSE FULBRIGHT CANADA LLP

Por: [Firmado]
Katherine Prusinkiewicz
Socia

Firmado ante mí en la Ciudad de Calgary, en la Provincia de Alberta, el día 21 de agosto de 2026.

[Firmado]
Justin E. Ferrara
Notario Público en y para Alberta

NORTON ROSE FULBRIGHT

Norton Rose Fulbright Canada LLP
400 3rd Avenue SW, Suite 3700
Calgary, Alberta T2P 4H2 Canada

F: +1 403.264.5973
nortonrosefulbright.com

memorandum

From	Katherine AE Prusinkiewicz	**Date**	August 21, 2026
Direct line	+1 403.267.8313		
Email	katherine.prusinkiewicz@nortonrosefulbright.com	**Our ref**	1001394074
To	**Superintendencia Financiera de Colombia**		

Parex Resources Inc. – Listing Application

We have acted as Canadian counsel for Parex Resources Inc. ("**Parex**") in connection with its filing of a preliminary prospectus (the "**Prospectus**") for the registration of the common shares in the capital of Parex (the "**Common Shares**") in the Registro Nacional de Valores y Emisores and in the Bolsa de Valores de Colombia (the "**Listing Application**"). This memorandum is being provided to you at the request of Parex.

I. Examination of Documents

In connection with the Listing Application, we have participated in the preparation of, and have examined an executed copy of, the Prospectus. We have also examined such public records, certificates of public officials and other public documents and have made such searches and other investigations as we considered necessary for purposes of providing the statements made below. We have also examined originals or copies of the following documents and records:

(a) certificate of status dated August 19, 2026 (the "**Certificate of Status**") issued in respect of Parex pursuant to the ABCA (as defined herein), a copy of which is attached hereto;

(b) certificate of the Corporate Secretary and Privacy Officer of Parex dated August 16, 2026 (the "**Secretary's Certificate**"), a copy of which has been delivered to you separately;

(c) the Articles and By-laws (as defined herein) as attached to the Secretary's Certificate;

(d) resolutions of the board of directors of Parex (the "**Board of Directors**") approving and authorizing, among other things, the Listing Application, as attached to the Secretary's Certificate;

CONFIDENTIALITY NOTICE: This external memorandum, including any attachments, is confidential and may be privileged. If you are not the intended recipient please notify the sender immediately, and please delete it; you should not copy it or use it for any purpose or disclose its contents to any other person.

Norton Rose Fulbright Canada LLP is a limited liability partnership established in Canada.

Norton Rose Fulbright Canada LLP, Norton Rose Fulbright LLP and Norton Rose Fulbright US LLP are separate legal entities and all of them are members of Norton Rose Fulbright Verein, a Swiss verein. Norton Rose Fulbright Verein helps coordinate the activities of the members but does not itself provide legal services to clients. Details of each entity, with certain regulatory information, are at nortonrosefulbright.com/legal-notices.

(e) a letter dated August 20, 2026 (the "**Transfer Agent Certificate**") from Odyssey Trust Company, in its capacity as the transfer agent and registrar of the Common Shares, a copy of which is attached hereto;

(f) a printout of an extract of the reporting issuers list (the "**Reporting Issuers List**") published by the CSA (as defined herein) on SEDAR+ and accessed on August 19, 2026 at 5:00 p.m. (Calgary time) (the "**Access Time**") as to the status of the Corporation as a reporting issuer not in default under certain requirements of applicable securities regulations; and

(g) the English version of the code of conduct of Parex, which was amended by the Board of Directors on July 29, 2025, as posted on Parex's corporate website (the "**Code of Conduct**").

We have relied exclusively upon the foregoing as to the factual matters provided for therein without any further investigation.

II. Applicable Law

The statements provided herein relate only to the laws of the Province of Alberta and the federal laws of Canada applicable in Alberta in effect on the date hereof ("**Applicable Law**"), and no statements are provided as to the laws of any other jurisdiction.

III. Assumptions

In our examination of all documents, we have assumed that:

(a) all individuals have the requisite legal capacity;

(b) all signatures are genuine;

(c) all documents submitted to us as originals are complete and authentic and all documents submitted to us as copies, including photostatic, facsimile and electronically retrieved copies, are complete and conform to the originals of such documents;

(d) all facts set forth in the official public records, indices and filing systems and all certificates and documents supplied by public officials or otherwise conveyed to us by public officials, including the Certificate of Status and Reporting Issuers List, were complete, true and accurate on the currency dates specified in them and continue to be complete, true and accurate as of the date of this memorandum as if issued on this date;

(e) all facts set forth in the Secretary's Certificate are complete, true and accurate and continue to be complete, true and accurate as of the date of this memorandum as if executed on this date.

IV. Requested Confirmations and Summaries of Applicable Canadian Legislation

Based on and subject to the foregoing and the assumptions set out herein, we provide you with the following requested information:

1. Corporate existence, power and capacity

1.1 Canada has a federal system in which powers are divided between the federal government and the provinces. Some legal matters are subject to federal jurisdiction, and some are subject to provincial jurisdiction. Business corporations (including public companies) in Canada may choose to be incorporated under and governed by federal corporate legislation – the *Canada Business Corporations Act* – or the equivalent corporate statute of a province.

1.2 Based on the Certificate of Status, Parex is a valid and subsisting corporation under the laws of the Province of Alberta.

1.3 As a corporation subsisting under the laws of Alberta, Parex is governed as to matters of corporate law by the Alberta *Business Corporations Act*, RSA 2000, c B-9 (the "**ABCA**"). In accordance with section 16 of the ABCA, Parex has the capacity and, subject to the ABCA, the rights, powers and privileges of a natural person. Parex also has the capacity to carry on its business, conduct its affairs and exercise its powers in any jurisdiction outside Alberta to the extent that the laws of that jurisdiction permit.

1.4 The constating documents of Parex consist of a Certificate of Amalgamation and Articles of Amalgamation dated March 1, 2022 (the "**Articles**") and Amended and Restated By-Law No. 1 (the "**By-laws**"). In accordance with subsection 186(g) of the ABCA, the Articles of Amalgamation are deemed to be the articles of incorporation of Parex and the Certificate of Amalgamation is deemed to be the certificate of incorporation of Parex. In accordance with subsection 102(1) of the ABCA, the By-laws regulate the business and affairs of Parex.

1.5 Parex has the corporate power and capacity to own its properties and assets, to carry on its business as it is currently being conducted, and to file the Prospectus with the Registro Nacional de Valores y Emisores and the Bolsa de Valores de Colombia in connection with the Listing Application.

2. Corporate Authorization

2.1 In accordance with subsection 101(1) of the ABCA, the directors of Parex shall manage or supervise the management of the business and affairs of Parex. In accordance with subsection 121(a) of the ABCA, subject to the Articles and By-laws and the restrictions set out in the ABCA, the directors of Parex may designate the offices of Parex, appoint as officers individuals of full capacity to fill those positions, specify their duties and delegate to them powers to manage the business and affairs of Parex. In accordance with section 3.01 of the By-laws, the Board of Directors of Parex may from time to time direct the manner in which and the person or persons by whom any particular instrument or class of instruments may or shall be signed. In accordance with resolutions duly adopted by the Board of Directors, any one or more directors or officers of Parex is authorized to prepare, approve, execute, file and certify, on behalf of Parex, all applications, requests, registration statements and information prospectus/documents, certifications, representations, undertakings, legal opinions, translations, regulatory notices, information requests, and other documents with Bolsa de Valores de Colombia and the Superintendencia Financiera de Colombia.

2.2 Parex has taken all necessary corporate action to authorize the execution and filing of the Prospectus in connection with the Listing Application, including the registration of the Common Shares in the Registro Nacional de Valores y Emisores and the admission of the Common Shares for trading on the Bolsa de Valores de Colombia.

2.3 The execution and filing of the Prospectus and making of the Listing Application do not violate, result in a breach of, or constitute a default under:

(a) the Articles or By-laws of Parex;

(b) any statutes or regulations of general application applicable in Alberta; or

(c) the requirements of the Toronto Stock Exchange (the "**TSX**").

3. Regulatory Approval

3.1 Securities law in Canada falls within provincial jurisdiction and is administered by provincial securities regulators (including the Alberta Securities Commission). Although Canada has neither a national securities regulator nor national securities laws, the regulatory framework has been largely harmonized across the country through the instruments and policies developed under the auspices of the Canadian Securities Administrators (the "**CSA**"), an umbrella organization of the provincial securities regulators, which itself has no regulatory authority. Among other functions, the CSA develops and publishes instruments and policies addressing specific aspects of securities regulation. A province may adopt an instrument as a rule or regulation, in which case it has the force of law in that province. When all provinces adopt an instrument, it is designated a National Instrument.

3.2 In accordance with applicable securities regulations, the Alberta Securities Commission is the principal regulator of Parex.

3.3 A corporation that has filed a final prospectus in one or more provinces of Canada is a "reporting issuer" in such province(s) and is generally subject to the securities regulations of such province(s), including the filing of timely and continuous disclosure documents with the securities regulatory authority of such province(s) through the System for Electronic Data Analysis and Retrieval + ("**SEDAR+**") maintained by the CSA at https://www.sedarplus.ca.

3.4 Based on the Reporting Issuers List, Parex is a reporting issuer in each of the provinces of Canada and is not noted as being in default or subject to an active cease trade order on the Reporting Issuers List.

3.5 No authorization, consent or approval of, or filing, registration or recording with, any governmental body having jurisdiction in Alberta or any securities regulatory authority in Canada or the TSX is required in connection with the Listing Application, other than the filing on SEDAR+ with the securities regulators in each of the provinces of Canada of any material information in respect of Parex that has been disclosed in the Prospectus but has not been generally disclosed in the Canadian market, such filing to be made concurrently with, or as soon as practicable following, the Prospectus being made publicly available in Colombia.

4. Share Capital

4.1 In accordance with section 26 of the ABCA, shares of corporations existing under the laws of the Province of Alberta must be in registered form rather than bearer form and are issued without nominal or par value. If a corporation has only one class of shares (as is the case with Parex), the rights of the holders of those shares are equal in all respects and include the following rights: (a) to vote at any meeting of shareholders of the corporation, (b) to receive any dividend declared by the corporation, and (c) to receive the remaining property of the corporation on dissolution.

4.2 In accordance with its Articles, the authorized share capital of Parex consists of an unlimited number of Common Shares, of which, based on the Transfer Agent Certificate, 96,180,254 Common Shares were issued and outstanding as of the close of business on August 19, 2026.

4.3 In accordance with subsections 27(2) and (3) of the ABCA, shares of corporations existing under the laws of the Province of Alberta may not be issued until the consideration for the shares is fully paid, and shares are non-assessable and the holders are not liable to the corporation or to its creditors in respect of those shares.

5. Dividends

5.1 Section 43 of the ABCA provides that a corporation may not declare or pay a dividend if there are reasonable grounds for believing that it is, or would after the payment be, unable to pay its liabilities as they become due, or that the realizable value of its assets would thereby be less than the aggregate of its liabilities and stated capital of all classes.

5.2 Section 44 of the ABCA provides that a corporation may pay a dividend by issuing fully paid shares of the corporation and, subject to section 43, it may pay a dividend in money or property. Additionally, if a corporation's shares are issued in payment of a dividend, the directors may add all or part of the value of those shares to the stated capital account maintained or to be maintained for the shares of the class or series issued in payment of the dividend.

5.3 Pursuant to section 11.01 of the By-laws, the Board of Directors of Parex may from time to time declare dividends payable to the shareholders according to their respective rights and interests in Parex. Dividends may be paid in money or property or by issuing fully-paid Common Shares.

5.4 Section 11.02 of the By-laws provides that a dividend payable in money shall be paid by cheque to the order of each registered holder of shares of the class or series in respect of which it has been declared and shall be mailed by prepaid ordinary mail to such registered holder at his or her address recorded in Parex's securities register or such address as such holder otherwise directs. In the case of joint holders, the cheque shall, unless such joint holders otherwise direct, be made payable to the order of all such joint holders and mailed to them at their recorded address. The mailing of such cheque as aforesaid, unless the same is not paid on due presentation, shall satisfy and discharge the liability for the dividend to the extent of the sum represented thereby plus the amount of any tax which Parex is required to and does withhold.

5.5 Pursuant to section 11.03 of the By-laws, in the event the person to whom the dividend cheque is mailed as indicated does not receive it, Parex will issue to such person a replacement cheque for a like amount on such terms as to indemnity, reimbursement of expenses and

evidence of non-receipt and of title as the Board of Directors may from time to time prescribe, whether generally or in any particular case.

5.6 Section 11.04 of the By-laws provides that no dividend shall bear interest against Parex. Any dividend unclaimed after a period of six years from the date on which it was declared to be payable shall be forfeited and shall revert to Parex.

5.7 Section 11.05 of the By-laws provides that the Board of Directors may fix in advance a date, preceding by not more than 50 days the date for the payment of any dividend, a record date for the determination of the persons entitled to receive payment of such dividend, provided that, unless waived as provided for in the ABCA, notice of any such record date is given to registered shareholders of Parex not less than seven days before such record date in the manner provided in the ABCA and by written notice to the TSX. Where no record date is fixed in advance, the record date for the determination of the persons entitled to receive payment of any dividend shall be at the close of business on the day on which the resolution relating to such dividend is passed by the Board of Directors.

5.8 Pursuant to section 4.8 of the TSX Company Manual, an issuer that declares a dividend must notify the TSX at least five trading days prior to the dividend record date. In addition, issuers are required to evaluate the necessity of issuing a news release upon declaring a dividend.

6. Other Matters

External Auditor

6.1 In Canada, there is no such role as a "revisor fiscal", which we understand to mean "statutory auditor" under Colombian law. However, corporate and securities legislation requires the shareholders of reporting issuers to appoint an independent external auditor at each annual meeting of shareholders. Pursuant to subsection 161(1) of the ABCA, a person is disqualified from being an auditor of a corporation if the person is not independent of the corporation and its affiliates and the directors and officers of the corporation and its affiliates. Pursuant to subsection 168(1) of the ABCA, the auditor of a corporation is entitled to receive notice of every meeting of shareholders and, at the expense of the corporation, to attend and be heard at every meeting on matters relating to the auditor's duties as auditor.

6.2 Pursuant to National Instrument 51-102, which applies to reporting issuers, including Parex, the annual financial statements of a corporation must be audited and such audited financial statements must be approved by the corporation's board of directors, filed with the securities regulatory authority in each jurisdiction in which the corporation is a reporting issuer and delivered to all shareholders or to those who have requested a copy.

6.3 In accordance with National Instrument 52-108, a person or company that prepares an auditor's report with respect to the financial statements of a reporting issuer must be, as of the date of the auditor's report, a public accounting firm that has entered into a written agreement with the Canadian Public Accountability Board ("**CPAB**") in connection with CPAB's program of practice inspections and the establishment of practice requirements.

Change of Control

6.4 Pursuant to National Instrument 62-104, an offer to acquire outstanding shares of a corporation, where the number of shares subject to the offer, together with the offeror's existing shares, constitute in the aggregate 20% or more of the outstanding shares of that corporation,

constitutes a "take-over bid". Unless a statutory exemption applies, National Instrument 62-104 requires the offeror to make a formal bid to all holders of the securities subject to the bid that are within the local jurisdiction.

6.5 In addition, Parex has in place a shareholder protection rights plan (the "**Rights Plan**"), which is subject to reapproval by the shareholders of Parex every three years. The Rights Plan encourages a potential offeror who makes a take-over bid to proceed either by way of a "Permitted Bid", which generally requires a take-over bid to satisfy certain minimum standards designed to promote fairness, or with the concurrence of the Board of Directors. If a take-over bid fails to meet these minimum standards and the Rights Plan is not waived by the Board of Directors, the Rights Plan provides that holders of Common Shares, other than the acquirer, will be able to purchase additional Common Shares at a significant discount to market, thus exposing the acquirer to substantial dilution of the common shares of Parex that the acquirer holds at such time.

Code of Conduct

6.6 Corporations subsisting under the laws of the Province of Alberta are not required to have a code of conduct. However, Parex has voluntarily adopted the Code of Conduct.

6.7 The Code of Conduct establishes the minimum ethical and governance standards applicable to all directors, officers, employees, contractors and consultants of Parex and its direct and indirect subsidiaries. It requires all such persons to conduct all business activity in accordance with both the letter and spirit of applicable law and corporate policy, guided by the values of integrity and transparency, legal compliance and accountability, ethical commitment, and respect. The Code emphasizes the importance of accurate and timely public disclosure, responsible corporate citizenship, a respectful workplace, environmental and social responsibility, and protection of shareholder and stakeholder trust. Governance oversight is assigned principally to the Board of Director's Corporate Governance and Nominating Committee, the Corporate Ethics Committee in Canada, the Compliance Officer in Colombia and Colombia's Country Manager. Any waivers for directors or executive officers may be granted only by the Board of Directors or a committee of the Board and may require public disclosure.

6.8 Key obligations include identifying and timely disclosing actual, potential or apparent conflicts of interest; safeguarding confidential information, personal data, corporate opportunities, and company assets; complying with insider-trading restrictions; and maintaining accurate books, records, disclosures, and internal controls. The Code also imposes detailed expectations regarding gifts and entertainment, anti-bribery and anti-fraud compliance, third-party due diligence, fair competition and procurement, political activity and lobbying, workplace health and safety, human rights, and freedom from discrimination and harassment. Recipients and stakeholders are expected to seek guidance and report suspected misconduct through designated management, compliance, Board, or hotline channels; reports may be anonymous, retaliation is prohibited, and complaints may be investigated. Compliance is individually required and formally acknowledged, with violations – including failure to report or cooperate in an investigation –potentially resulting in discipline, termination for cause, resignation, or legal prosecution.

V. Reliance Limitations

This memorandum is solely for the benefit of the person to whom it is addressed and not for the benefit of any other person. It is rendered solely in connection with the Listing Application. It may not be used or relied upon by any such addressee for any other purpose or relied upon by any other person for any purpose whatsoever without our prior written consent.

This memorandum is given as of the date hereof and we disclaim any obligation or undertaking to advise you of a change in law or fact affecting or bearing upon the statements rendered herein occurring after the date hereof which may come or be brought to our attention.

Yours very truly,

NORTON ROSE FULBRIGHT CANADA LLP

By: La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.
Katherine Prusinkiewicz
Partner

Executed before me at the
City of Calgary in the Province of Alberta,
this 21st day of August, 2026

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

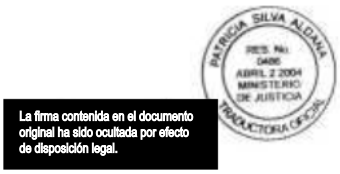
Justin E. Ferrara
A Notary Public in and for Alberta

Certificado de Traductor Oficial

La suscrita, Patricia Silva Aldana, certifico que soy traductora oficial debidamente registrada con el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia, con registro oficial emitido por el Ministerio de Justicia de Colombia por medio de la Resolución No. 0486 de 2004.

Adicionalmente, certifico la traducción de los tres (3) documentos[1] que acompañan esta certificación, los cuales se encuentran originalmente en idioma inglés, y que, a mi leal saber y entender, es una traducción veraz y correcta.

Certifico, por último, que soy competente en los idiomas ESPAÑOL e INGLÉS para certificar dicha traducción.



La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Por: _____ Fecha: 21 de agosto, 2026

Patricia Silva

Traductora e Interprete Oficial

[1]Parex Resources Financial Statements December 31, 2025; Parex Resources Financial Statements June 30, 2026; Parex Resources INC, Secretary's Certificate

PAREX RESOURCES INC.

CERTIFICADO DE SECRETARIO

En relación con la presentación prevista por parte de Parex Resources Inc. (la "**Sociedad**") de un prospecto para el registro de las acciones ordinarias de la Sociedad con el Registro Nacional de Valores y Emisores y en la Bolsa de Valores de Colombia (el "**Prospecto**"), con el fin de dar soporte a solicitud de cotización de las acciones ordinarias de la Sociedad en la Bolsa de Valores de Colombia (la "**Solicitud de Cotización**"), yo, Candace Herman, en calidad de Secretaria Corporativa y Oficial de Privacidad de la Sociedad, certifico por medio de este documento, en calidad de funcionaria debidamente autorizada en nombre de la Sociedad y no a título personal, y sin ninguna responsabilidad personal, que:

(1) Se adjunta a este documento, como Anexo A, una copia fiel, correcta y completa del Acta y de los Estatutos de Fusión de la Sociedad (los "**Estatutos**"), sin ninguna modificación a la fecha de este documento, los cuales se encuentran en plena vigencia y efecto a la fecha de este documento y que estaban vigentes en la fecha en que se adoptaron las Resoluciones (tal y como se definen en este documento). A la fecha de este documento, los Estatutos no han sido enmendados, modificados ni revocados, y no se ha emprendido ni está pendiente ningún acto o procedimiento para enmendarlos, derogarlos, adicionarlos, renunciar a ellos o anularlos.

(2) Se adjunta a este documento, como Anexo B, una copia fiel, correcta y completa de los Estatutos Modificados y Reformulados No. 1 de la Sociedad (los "**Estatutos**"), sin ninguna modificación a fecha de este documento, los cuales se encuentran en plena vigencia y efecto a la fecha de este documento y que estaban vigentes en la fecha en que se adoptaron las Resoluciones. A la fecha de este documento, los Estatutos no han sido enmendados, modificados ni revocados, y no se ha emprendido ni está pendiente ningún acto o procedimiento para enmendarlos, derogarlos, adicionarlos, renunciar a ellos o anularlos.

(3) Se adjunta a este documento, como Anexo C, una copia fiel, correcta y completa de un Certificado de Condición expedido por el Gobierno de Alberta el 14 de agosto de 2026 (el "**Certificado de Condición**") en el cual se certifica que, al 14 de agosto de 2026, la Sociedad es una sociedad válida y vigente.

(4) Se adjunta a este documento, como Anexo D, una copia fiel, correcta y completa de las resoluciones debidamente adoptadas por la Junta Directiva de la Sociedad (la "**Junta**") mediantes las cuales se aprueban y autorizan, entre otras cosas, la Solicitud de Cotización (las "**Resoluciones**"). Las Resoluciones constituyen la totalidad de las resoluciones y actuaciones de la Junta o de cualquier comité constituido por ella en relación con la Solicitud de Cotización, no han sido enmendadas, modificadas, anuladas ni revocadas, y se encuentran en plena vigencia y efecto a la fecha de este documento.

(5) Cada una de las personas que se relacionan en el Anexo E de este documento es un funcionario debidamente elegido de la Sociedad y: (a) las personas que se relacionan en la Parte I del Anexo E están autorizadas a firmar el Prospecto y cualquier otro documento, certificado o instrumento en nombre y representación de la Sociedad en relación con la Solicitud de Cotización,

y (b) las personas que se relacionan en la Parte II del Anexo E están autorizadas a firmar certificados de confirmación, incluyendo el presente Certificado de Secretario, en nombre y representación de la Sociedad.

EN FE DE LO CUAL, he firmado el presente Certificado de Secretario el 16 de agosto de 2026.

Por: [Firmado]
Nombre: Candace Herman
Cargo: Secretaria Corporativa y Oficial de Privacidad

Declarado ante mí en la Ciudad de Calgary, en la Provincia de Alberta, el día 16 de agosto de 2026 [Firmado]
Katherine Prusinkiewicz Notaria en y para Alberta

Anexo A

Acta y Estatutos de Fusión

(ver el anexo)

NÚMERO DE ACCESO CORPORATIVO: 2024122018

Gobierno de Alberta

LEY DE SOCIEDADES MERCANTILES

CERTIFICADO

DE

FUSIÓN

PAREX RESOURCES INC.
ES EL RESULTADO DE UNA FUSIÓN REGISTRADA EL 1 DE MARZO DE 2022.

ESTATUTOS DE FUSIÓN

Ley de Sociedades Mercantiles
(Alberta)
Sección 185

1. Denominación de la Sociedad resultante de la Fusión:	
Parex Resources Inc.	2024122018

2. Las clases de acciones y el número máximo de acciones que la Sociedad está autorizada a emitir:

   Ver el Anexo "A" adjunto a este documento.

3. Restricciones a la transmisión de acciones, de haberlas:

   Ninguna

4. Número de directores, o número mínimo y máximo de directores:

   Mínimo uno (1); máximo once (11)

5. Si la sociedad tiene restringida la posibilidad de dedicarse a determinadas actividades o está obligada a dedicarse a determinadas actividades, especifique la(s) restricción(es):

   Ninguna

6. Otras disposiciones, de haberlas:

   Ver el Anexo "B" adjunto a este documento

7. Nombre de las Sociedades que se Fusionan:	Número de Acceso Corporativo:
Parex Resources Inc.	2019415153
Parex Resources Holdings Ltd.	2016309870

Kenneth G. Pinsky	[Firmado]
Nombre de la Persona que Autoriza	Firma
Director Financiero y Secretario Corporativo	1 de marzo de 2022
Cargo	Fecha

Esta información es recopilada con fines de registro mercantil, de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas. Las consultas sobre la recopilación de esta información pueden dirigirse al Coordinador de Libertad de Información y Protección de la Privacidad de los Registros de Alberta, Investigación y Apoyo a Programas, 9th Floor, Commerce Place, 10155 - 102 Street, Edmonton, Alberta T5J 4L4, (780) 422-7330

11392554.1

BURNET, DUCKWORTH & PALMER LLP

01/03/2022

PRESENTADO: EP

ANEXO “A”

Número ilimitado de acciones ordinarias sin valor nominal a las que se atribuirán los siguientes derechos: (i) votar en cualquier asamblea de accionistas de la Sociedad; (ii) recibir cualquier dividendo declarado por la Sociedad; y (iii) recibir los bienes restantes de la Sociedad en caso de disolución.

ANEXO "B"

a. Los directores de la Sociedad podrán, sin autorización de los accionistas:

   i. obtener préstamos a nombre de la Sociedad;

   ii. emitir, reemitir, vender o pignorar obligaciones de deuda de la Sociedad;

   iii. de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas de Alberta, otorgar una garantía en nombre de la Sociedad para garantizar el cumplimiento de una obligación de cualquier persona, y;

   iv. hipotecar, pignorar o constituir de cualquier otra forma una garantía mobiliaria sobre la totalidad o parte de los bienes de la Sociedad, ya sean de su propiedad o adquiridos posteriormente, para garantizar cualquier obligación de la Sociedad.

b. Los directores podrán, mediante una resolución, delegar las facultades a las que se refiere el literal (a) a un director, un comité de directores o un funcionario.

c. Los directores podrán, entre asambleas generales anuales, nombrar a uno o varios directores adicionales de la Sociedad para que ejerzan sus funciones hasta la siguiente asamblea general anual, pero el número de directores adicionales no podrá exceder en ningún momento un tercio del número de directores que ocupaban el cargo al término de la última asamblea general anual de la Sociedad.

d. Las asambleas de accionistas podrán celebrarse en cualquier lugar de Alberta o en cualquiera de las siguientes ciudades: Vancouver (Columbia Británica); Victoria (Columbia Británica); Winnipeg (Manitoba); Toronto (Ontario); Ottawa (Ontario); Montreal (Quebec); o Halifax (Nueva Escocia).

Estatutos de Fusión
Para
PAREX RESOURCES INC.

Estructura Accionaria:	VER EL ANEXO "A" ADJUNTO A ESTE DOCUMENTO
Restricciones a la Transferencia de Acciones:	NINGUNA
Número de Directores:	
Número Mínimo de Directores:	1
Número Máximo de Directores:	11
Negocio Restringido a:	NINGUNO
Restricciones al Negocio:	NINGUNA
Otras Disposiciones:	VER EL ANEXO "B" ADJUNTO A ESTE DOCUMENTO

Autorización de Registro Concedida por:	LINDSAY COX ABOGADA

ANEXO “A”

Número ilimitado de acciones ordinarias sin valor nominal a las que se atribuirán los siguientes derechos: (i) votar en cualquier asamblea de accionistas de la Sociedad; (ii) recibir cualquier dividendo declarado por la Sociedad; y (iii) recibir los bienes restantes de la Sociedad en caso de disolución.

ANEXO "B"

a. Los directores de la Sociedad podrán, sin autorización de los accionistas:

   i. obtener préstamos a nombre de la Sociedad;

   ii. emitir, reemitir, vender o pignorar obligaciones de deuda de la Sociedad;

   iii. de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas de Alberta, otorgar una garantía en nombre de la Sociedad para garantizar el cumplimiento de una obligación de cualquier persona, y;

   iv. hipotecar, pignorar o constituir de cualquier otra forma una garantía mobiliaria sobre la totalidad o parte de los bienes de la Sociedad, ya sean de su propiedad o adquiridos posteriormente, para garantizar cualquier obligación de la Sociedad.

b. Los directores podrán, mediante una resolución, delegar las facultades a las que se refiere el literal (a) a un director, un comité de directores o un funcionario.

c. Los directores podrán, entre asambleas generales anuales, nombrar a uno o varios directores adicionales de la Sociedad para que ejerzan sus funciones hasta la siguiente asamblea general anual, pero el número de directores adicionales no podrá exceder en ningún momento un tercio del número de directores que ocupaban el cargo al término de la última asamblea general anual de la Sociedad.

d. Las asambleas de accionistas podrán celebrarse en cualquier lugar de Alberta o en cualquiera de las siguientes ciudades: Vancouver (Columbia Británica); Victoria (Columbia Británica); Winnipeg (Manitoba); Toronto (Ontario); Ottawa (Ontario); Montreal (Quebec); o Halifax (Nueva Escocia).

Anexo B

Estatuto Modificado y Reformulado No. 1

(ver el anexo)

ESTATUTO GENERAL

ESTATUTO MODIFICADO Y REFORMULADO No. 1

ESTATUTO RELACIONADO, EN TÉRMINOS GENERALES, A LA GESTIÓN DE LOS ASUNTOS DE

PAREX RESOURCES INC.

(en lo sucesivo, la "Sociedad")

POR MEDIO DEL PRESENTE DOCUMENTO SE APRUEBA, como estatuto de la Sociedad, lo siguiente:

DIVISIÓN PRIMERA
INTERPRETACIÓN

1.01 En los estatutos de la Sociedad, salvo que el contexto especifique o requiera lo contrario:

a. "Ley" significa la *Ley de Sociedades Mercantiles* de Alberta, según la misma pueda ser modificada de vez en cuando, y cualquier ley que pueda sustituirla y, en caso de dicha sustitución, cualquier referencia en los estatutos de la Sociedad a disposiciones de la Ley será interpretada como una referencia a las disposiciones que la sustituyan en la nueva ley o leyes;

b. "Leyes de Valores Aplicables" significa las Leyes de Valores Aplicables de cada provincia y territorio relevante de Canadá, según las mismas puedan ser modificadas de vez en cuando, las normas, reglamentos y formularios elaborados o promulgados en virtud de dicha ley, así como los instrumentos nacionales publicados, los instrumentos multilaterales, las políticas, los boletines y los avisos de la comisión de valores y de las autoridades reguladoras similares de cada provincia y territorio de Canadá;

c. "nombrar" incluye "elegir" y viceversa;

d. "acta" significa el acta constitutiva o el acta de continuidad de la Sociedad, según los mismos puedan ser modificados o reformulados de vez en cuando;

e. "junta" significa la junta directiva de la Sociedad;

f. "día hábil" significa cualquier día que no sea un día no hábil;

g. "estatutos" significa los presentes estatutos y todos los demás estatutos de la Sociedad que estén vigentes en cada momento;

h. “asamblea de accionistas” incluye la asamblea anual y la asamblea extraordinaria de accionistas;

i. “Accionista Proponente” tiene el significado que se le atribuye a este término en la sección 4.03 de estos estatutos;

j. “Fecha de Notificación” tiene el significado que se le atribuye a este término en la sección 4.03 de estos estatutos;

k. “día no hábil” significa los sábados, domingos y cualquier otro día festivo, tal y como se defina en cada momento en la *Ley de Interpretación* de Alberta;

l. “anuncio público” significa la divulgación en un comunicado de prensa difundido por una agencia de noticias nacional en Canadá, o en un documento presentado públicamente por la Sociedad en su perfil del Sistema de Análisis y Recuperación de Documentos Electrónicos, disponible en www.sedar.com;

m. “Regulaciones” significa las regulaciones preparadas en virtud de la Ley, tal y como hayan sido publicados o hayan sido modificados de vez en cuando, así como cualquier regulación que pueda sustituirlo y, en caso de dicha sustitución, cualquier referencia en los estatutos de la Sociedad a disposiciones de las Regulaciones será interpretada como una referencia a las disposiciones que lo sustituyan en las nuevas regulaciones;

n. “responsable de firma” significa, en relación con cualquier instrumento, cualquier persona autorizada a firmarlo en nombre de la Sociedad en virtud de la sección 3.01 de estos estatutos o de un acuerdo aprobado de conformidad con el mismo; y

o. “asamblea extraordinaria de accionistas” significa una asamblea de una o varias clases específicas de accionistas y una asamblea de todos los accionistas con derecho a voto en cualquier asamblea general anual de accionistas en la que se vayan a tratar asuntos extraordinarios.

A excepción de los anteriores, todos los términos que figuran en los estatutos de la Sociedad y que se definen en la Ley o en las Regulaciones tendrán, salvo que el contexto especifique o requiera lo contrario, el significado que se les atribuye en la Ley o en las Regulaciones. Los términos en singular incluyen el plural y viceversa; el género masculino incluye al femenino; y el término “persona” incluye a una persona natural, una sociedad, una asociación, una persona jurídica, una entidad política, un fiduciario, un albacea, un administrador y un representante legal.

Los títulos utilizados en los estatutos han sido incluidos únicamente a efectos de referencia y no deben considerarse ni ser tenidos en cuenta a la hora de interpretar los términos o disposiciones de los mismos, ni deben considerarse en modo alguno que aclaran, modifican o explican el efecto de dichos términos o disposiciones.

DIVISIÓN SEGUNDA

BANCA Y VALORES

2.01 Acuerdos Bancarios

Los negocios bancarios de la Sociedad, incluyendo, sin limitación, la obtención de préstamos y la constitución de garantías para los mismos, serán llevados a cabo con los bancos, sociedades fiduciarias u otras personas jurídicas u organizaciones, o cualquier otra persona, que la Junta Directiva designe de vez en cuando o que actúen bajo su autoridad. Dichos negocios bancarios, o cualquier parte de los mismos, serán desarrollados de conformidad con los acuerdos, instrucciones y delegaciones de poderes que la Junta Directiva prescriba o autorice de vez en cuando.

2.02 Derechos de Voto en Otras Personas Jurídicas

Los responsables de firma de la Sociedad podrán suscribir y entregar instrumentos de representación y disponer la emisión de certificados de voto u otras pruebas del derecho a ejercer los derechos de voto inherentes a cualquier valor en poder de la Sociedad. Dichos instrumentos, certificados u otras pruebas se extenderán a favor de la persona o personas que determinen los funcionarios que suscriban dichos poderes o dispongan la emisión de dichos certificados de voto o pruebas del derecho a ejercer dichos derechos de voto. Además, la Junta Directiva o, en su defecto, los responsables de firma de la Sociedad, podrán determinar la forma en que se ejercerán, así como la persona o personas que ejercerán, determinados derechos de voto o una clase específica de derechos de voto.

DIVISIÓN TERCERA
FIRMA DE DOCUMENTOS

3.01 Responsables Autorizados para Firmar

Salvo que la Junta Directiva autorice lo contrario, las escrituras, las transferencias, las cesiones, los contratos, las obligaciones, los certificados y otros documentos podrán ser firmados en nombre de la Sociedad por dos personas entre el presidente, el presidente de la junta, el director general, cualquier vicepresidente, cualquier director, el secretario, el tesorero, cualquier subsecretario o cualquier subtesorero, o cualquier otro funcionario designado por los estatutos o por la junta. Además, la junta podrá, en cada caso, determinar la forma en que deberá firmarse cualquier documento específico o clase de documentos, así como la persona o personas encargadas de hacerlo. Cualquier responsable de firma podrá estampar el sello corporativo en cualquier documento que lo requiera, pero ningún documento será inválido por el simple hecho de que no lleve el sello corporativo.

3.02 Cheques, Letras de Cambio y Pagarés

Todos los cheques, letras de cambio u órdenes de pago, así como todos los pagarés, aceptaciones y giros, deberán ser firmados por el funcionario o la persona o personas que la junta designe de vez en cuando mediante una resolución, independientemente de que sean o no funcionarios de la Sociedad.

DIVISIÓN CUARTA
DIRECTORES

4.01 Número

La junta estará compuesta por el número de directores que se fije en el acta o, cuando estos especifiquen un número variable, por un número de directores que no sea inferior al mínimo ni superior al máximo previsto en el acta y que sea fijado de vez en cuando mediante una resolución de los accionistas.

4.02 Elección y Mandato

De acuerdo con lo dispuesto en el acta o a un acuerdo unánime de los accionistas, la elección de los directores tendrá lugar en cada asamblea general anual de accionistas y todos los directores que estén en funciones en ese momento, salvo que hayan sido elegidos por un período mayor (que no exceda del cierre de la tercera (3ª) asamblea general anual de accionistas siguiente a la elección), cesarán de ejercer sus cargos, pero, si reúnen los requisitos, podrán ser reelegidos. El número de directores que será elegido en cualquiera de dichas asambleas será, de conformidad con lo dispuesto en el acta o en un acuerdo unánime de los accionistas, el número de directores que estén en funciones en ese momento, o el número de directores cuyo mandato expire en la asamblea, según sea el caso; no obstante, si el acta no exige el voto acumulativo y el acta lo permite de otro modo, los accionistas podrán acordar elegir un número diferente de directores. Cuando los accionistas aprueben una modificación dela acta para aumentar el número o el número mínimo de directores, podrán, en la asamblea en la que apruebe dicha modificación, elegir el número adicional de directores autorizado por la misma. Sin perjuicio del derecho a elegir directores adicionales, dicha elección deberá cumplir con los requisitos de notificación oportuna establecidos en la sección 4.03. Si la elección de directores no es celebrada en el momento oportuno, los directores en ejercicio continuarán en su cargo hasta que se elijan sus sucesores. Si el acta prevé el voto acumulativo, cada director elegido por los accionistas (pero no los directores elegidos o nombrados por los acreedores o los empleados) cesará de ejercer su cargo en la asamblea anual, y cada accionista con derecho a voto en la elección de directores tendrá derecho a emitir un número de votos igual al número de votos correspondientes a las acciones de las que sea titular, multiplicado por el número de directores por los que tenga derecho a votar, y podrá emitir todos esos votos a favor de un solo candidato o distribuirlos entre los candidatos de la forma que desee. Si ha votado por más de un candidato sin especificar el reparto entre dichos candidatos, se considerará que ha repartido sus votos a partes iguales entre los candidatos por los que ha votado.

4.03 Aviso Previo; Nombramiento de Directores

a. Únicamente las personas que sean propuestas de acuerdo con los siguientes procedimientos podrán ser elegidas como directores de la Sociedad. Las propuestas de candidatos para su elección a la junta podrán presentarse en cualquier asamblea general anual de accionistas, o en cualquier asamblea general extraordinaria de accionistas si uno de los fines para los que se haya convocado dicha asamblea es la elección de directores. Dichas propuestas podrán presentarse de la siguiente manera:

i. por o según las instrucciones de la junta, incluso mediante una convocatoria de la junta;

ii. por iniciativa o a instancias de uno o varios accionistas de la Sociedad, de conformidad con una "propuesta" presentada de conformidad con la sección 136(1) de la Ley, o una solicitud de los accionistas presentada de conformidad la sección 142(1) de la Ley; o

iii. por cualquier persona (un "**Accionista Proponente**") que: (A) al cierre de la jornada laboral en la fecha en que el Accionista Proponente presente la notificación prevista más adelante en estos Estatutos y al cierre de la jornada laboral de la fecha de registro para la convocatoria de dicha asamblea, figure en el registro de valores de la Sociedad como titular de una o más acciones que confieran derecho a voto en dicha asamblea o que sea el propietario real de acciones que den derecho a voto en dicha asamblea y le suministre a la Sociedad pruebas de dicha propiedad real; y (B) cumpla con los procedimientos de notificación establecidos más adelante en estos estatutos.

b. Además de cualquier otro requisito previsto en las leyes aplicables, para que un Accionista Proponente pueda presentar una candidatura, dicho accionista deberá haber notificado la misma de forma oportuna (de conformidad con la sección 4.03(c) que figura a continuación) y por escrito (de conformidad con la sección 4.03(d) que figura a continuación) al Director Financiero de la Sociedad en la sede principal de la misma.

c. Para que se considere oportuna, la notificación de un Accionista Proponente al Director Financiero de la Sociedad deberá realizarse:

i. en el caso de una asamblea general anual de accionistas, a más tardar al cierre de la jornada laboral del trigésimo día anterior a la fecha de la asamblea general anual de accionistas; siempre que, sin embargo, en caso de que la asamblea general anual de accionistas sea celebrada en una fecha que tenga una antelación de menos de 50 días de la fecha (la "**Fecha de Notificación**") en la que se realizó el primer anuncio público de la fecha de la asamblea general anual, la notificación por parte del Accionista Proponente podrá realizarse a más tardar al cierre de la jornada laboral del décimo (10) día siguiente a la Fecha de Notificación; y

ii. en caso de una asamblea extraordinaria (que no sea también una asamblea anual) de accionistas convocada con el fin de elegir a los directores (se haya convocado o no con otros fines), a más tardar al cierre de la jornada laboral del decimoquinto (15) día siguiente a la fecha en que se realizara el primer anuncio público de la fecha de la asamblea extraordinaria de accionistas,

siempre que, en cualquiera de los dos casos, si se recurre al procedimiento de "notificación y acceso" (tal y como se define en la Leyes de Valores Aplicables) para la entrega de la documentación relacionada con la representación en relación con una asamblea descrita en los numerales i. o ii. anteriores, y la fecha de notificación de dicha asamblea no sea inferior a 50 días antes de la fecha de la misma, la notificación deberá recibirse a más tardar al cierre de la jornada laboral del 40º día anterior a la fecha de la asamblea.

En la medida en que la asamblea general anual o extraordinaria de accionistas de que se trate sea aplazada o pospuesta, los plazos para la presentación de la notificación del Accionista Proponente establecidos anteriormente serán calculados en función de la nueva fecha de aplazamiento o posposición de la asamblea general anual o extraordinaria de accionistas y no en función de la fecha original de dicha asamblea.

d. Para que se considere adecuada, la notificación de un Accionista Proponente dirigida al Director Financiero de la Sociedad deberá incluir:

i. en relación con cada persona que el Accionista Proponente proponga para su elección como director: (A) el nombre, la edad, la dirección comercial y la dirección personal de la persona; (B) la ocupación principal, la actividad empresarial o el empleo de la persona durante los últimos cinco años, así como el nombre y la actividad principal de cualquier empresa en la que se haya desempeñado dicho empleo; (C) la nacionalidad de dicha persona; (D) el número de valores de cada clase o serie del capital accionario de la Sociedad de los que la persona sea titular en beneficio propio o de forma registrada, o que se encuentren bajo su control o dirección, directa o indirectamente, a la fecha de registro para la asamblea de accionistas (si dicha fecha se hubiera hecho pública y hubiera tenido lugar) y a la fecha de dicha notificación; (E) el consentimiento por escrito de dicha persona para ser mencionada en la convocatoria como candidato y para desempeñar el cargo de director de la Sociedad en caso de ser elegido; y (F) cualquier otra información relacionada con la persona que deba ser divulgada en una circular de representación de un disidente en relación con la solicitud de poderes para la elección de directores de conformidad con la Ley y las Leyes de Valores Aplicables (tal y como se definen a continuación); y

ii. en relación con el Accionista Proponente que presenta la notificación: (A) el nombre y la dirección de dicho Accionista Proponente, tal y como figuran en el registro de valores de la Sociedad; (B) el número de valores de cada clase o serie de valores de la Sociedad de los que sea titular registrado y beneficiario, o que estén bajo el control o la dirección, directa o indirectamente, de dicho Accionista Proponente; (C) los datos completos relacionados con cualquier acuerdo, convenio o entendimiento con respecto a la candidatura entre dicho Accionista Proponente, cualquiera de sus respectivas afiliadas o asociados, y cualquier otra persona que actúe conjuntamente o de común acuerdo con cualquiera de los anteriores, incluido el candidato propuesto; (D) los datos completos relacionados con cualquier acuerdo, pacto o entendimiento (incluyendo las posiciones en derivados o en corto, participaciones en beneficios, opciones, *warrants*, valores convertibles, derechos de revalorización de acciones o derechos similares, operaciones de cobertura y acciones prestadas o tomadas en préstamo) que se hayan celebrado a la fecha de la notificación por parte de dicho Accionista Proponente, o en su nombre, independientemente de que dicho instrumento o derecho esté sujeto o no a liquidación en valores subyacentes de la Sociedad, cuyo efecto o intención sea mitigar las pérdidas, gestionar el riesgo o beneficiarse de las variaciones en el precio de las acciones, o aumentar o disminuir el poder de voto de dicho Accionista Proponente con respecto a los valores de la Sociedad; (E) datos completos sobre cualquier poder,

contrato, acuerdo, pacto o entendimiento en virtud del cual dicho Accionista Proponente tenga derecho a votar o a dirigir o controlar el voto de cualquier valor de la Sociedad; y (F) cualquier otra información relacionada con dicho Accionista Proponente que deba figurar en una circular de representación de un disidente en relación con la solicitud de poderes para la elección de directores de conformidad con la Ley y las Leyes de Valores Aplicables (tal y como se definen a continuación).

La Sociedad podrá exigir a cualquier candidato propuesto que suministre cualquier otra información y documentación que puedan exigir la Ley, la Leyes de Valores Aplicables y las normas de la bolsa de valores correspondiente, con el fin de determinar la idoneidad de dicho candidato propuesto para desempeñar el cargo de director independiente de la Sociedad.

Además, la notificación del Accionista Proponente deberá actualizarse y completarse sin demora, si fuera necesario, de modo que la información suministrada o que deba ser suministrada en dicha notificación sea veraz y correcta a la fecha de registro de la asamblea.

e. Ninguna persona podrá ser elegida como director de la Sociedad a menos de que haya sido propuesta de conformidad con lo dispuesto en esta sección 4.03; sin embargo, no se considerará que nada de lo dispuesto en esta sección 4.03 impide que un accionista (al margen del nombramiento de directores) debata en una asamblea de accionistas cualquier asunto que se haya sometido debidamente a dicha asamblea de conformidad con lo dispuesto en la Ley o a discreción del presidente. El presidente de la junta tendrá la facultad y la obligación de determinar si una candidatura ha sido presentada de conformidad con los procedimientos establecidos en las disposiciones anteriores y, si alguna candidatura propuesta no cumple con dichas disposiciones, declarar que dicha candidatura viciada no será tenida en cuenta.

f. Sin perjuicio de cualquier otra disposición de esta sección 4.03, la notificación dirigida al Director Financiero de la Sociedad de conformidad con esta sección 4.03 solo podrá realizarse mediante entrega personal, transmisión por fax o por correo electrónico (a la dirección de correo electrónico que el Director Financiero de la Sociedad pueda estipular de vez en cuando a efectos de dicha notificación), y se considerará que ha sido entregada y realizada únicamente en el momento en que sea entregada personalmente al Director Financiero en la dirección de las oficinas ejecutivas principales de la Sociedad, sea enviada por correo electrónico (a la dirección mencionada anteriormente) o haya sido remitida por fax (siempre que se haya recibido la confirmación de dicha transmisión); siempre que, si dicha entrega o comunicación electrónica se realiza en un día que no sea hábil o después de las 5:00 p.m. (hora de Calgary) en un día hábil, se considerará que dicha entrega o comunicación electrónica ha sido realizada el siguiente día hábil.

g. Además de lo dispuesto en esta sección 4.03, un Accionista Proponente y cualquier persona natural propuesta por dicho Accionista Proponente deberán cumplir asimismo con todos los requisitos aplicables de la Ley, las Leyes de Valores Aplicables y las normas bursátiles aplicables en relación con las cuestiones aquí establecidas.

h. No obstante lo anterior, la junta podrá, a su entera discreción, eximir del cumplimiento de cualquier requisito de esta sección 4.03.

4.04. Destitución de Directores

De conformidad con la Ley, el acta y la sección 4.03, los accionistas podrán, mediante una resolución ordinaria aprobada en una asamblea extraordinaria, destituir a cualquier director de su cargo, salvo a los directores elegidos por los empleados o los acreedores de conformidad con el acta o una resolución unánime de los accionistas, y la vacante creada por dicha destitución podrá sr llenada en la misma asamblea; en su defecto, podrá ser cubierta por la junta. No obstante, el acta prevé el voto acumulativo, ningún director podrá ser destituido de conformidad con esta sección cuando los votos emitidos en contra de la resolución de destitución, de haberse emitido de forma acumulativa en una elección de la junta en pleno, fueran suficientes para elegir a uno o más directores.

4.05 Consentimiento

Una persona elegida o nombrada como director no será director a menos de que:

a. estuviera presente en la reunión en la que fue elegida o nombrada y no se niega a desempeñar el cargo de director, o

b. si no estuvo presente en la reunión en la que fue elegida o nombrada:

   i. haya dado su consentimiento por escrito para ejercer el cargo de director antes de su elección o nombramiento, o en un plazo de diez (10) días a partir de los mismos, o

   ii. haya ejercido como director en virtud de dicha elección o nombramiento.

4.06 Cese en el Cargo

Un director de la Sociedad dejará de ejercer su cargo cuando:

a. fallezca o haya renunciado;

b. sea destituido de conformidad con la sección 109 de la Ley; o

c. quede inhabilitado en virtud de la sección 105(1) de la Ley.

4.07 Comité de Directores

Los directores podrán nombrar de entre sus miembros a un director delegado, que deberá ser residente de Canadá, o a un comité de directores, cualquiera que sea su denominación, del que al menos una cuarta parte de los miembros deberá ser residente de Canadá, y, de conformidad con lo dispuesto en la sección 115 de la Ley, podrán delegar al director delegado o a dicho comité

cualquiera de las facultades de los directores. Un comité podrá estar compuesto por un solo director.

4.08 Desarrollo de las Actividades del Comité

Sin perjuicio de lo dispuesto en estos estatutos en materia de participación en las reuniones, las facultades de un comité de directores podrán ejercerse en una reunión en la que se alcance el quórum o mediante una resolución por escrito firmada por todos los miembros de dicho comité que hubieran tenido derecho a votar sobre dicha resolución en una reunión del comité. Las reuniones de dicho comité podrán celebrarse en cualquier lugar, tanto dentro como fuera de Alberta, y podrán ser convocadas por cualquier miembro del comité mediante el envío de una notificación de conformidad con los estatutos que regulan la convocatoria de reuniones de la junta.

4.09 Procedimiento

Salvo que se disponga lo contrario en este documento o por la junta, cada comité estará facultado para fijar su quórum en no menos de la mayoría de sus miembros, para elegir a su presidente y para regular su procedimiento.

4.10 Remuneración y Gastos

Con sujeción a cualquier acuerdo unánime de los accionistas, los directores recibirán la remuneración por sus servicios que la junta determine de vez en cuando. Los directores también tendrán derecho al reembolso de los gastos de viaje y de otro tipo en que hayan incurrido debidamente para asistir a las reuniones de la junta o de cualquiera de sus comités. Nada de lo aquí dispuesto impedirá que un director preste servicios a la Sociedad en cualquier otra calidad y reciba una remuneración por ello.

4.11 Vacantes

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, el quórum de la junta podrá cubrir una vacante entre los directores, salvo que dicha vacante se deba a un aumento del número o del número mínimo de directores, o a que no se haya elegido el número o el número mínimo de directores exigido en el acta. Si no existe quórum de directores, o si no se ha logrado elegir el número o el número mínimo de directores exigido por el acta, los directores en ejercicio convocarán sin demora una asamblea extraordinaria de accionistas para llenar la vacante y, si no convocan dicha asamblea o si no hay directores en ejercicio, cualquier accionista podrá convocarla.

4.12 Actuación de la Junta

Sin perjuicio de cualquier acuerdo unánime de los accionistas, la junta administrará o supervisará la administración de los negocios y asuntos de la Sociedad. A pesar de que exista una vacante entre los directores, un quórum de directores podrá ejercer todas las facultades de los directores. Si la Sociedad tiene un solo director, dicho director podrá constituir una reunión.

DIVISIÓN QUINTA

REUNIÓN DE DIRECTORES

5.01 Lugar de Celebración de las Reuniones

Las reuniones de la junta podrán celebrarse en cualquier lugar, tanto dentro como fuera de Alberta.

5.02 Notificación de Reuniones

Salvo que la junta haya establecido lo contrario, las reuniones de la junta podrán convocarse con un preaviso de veinticuatro (24) horas, ya sea verbalmente o por escrito, y ya sea por teléfono, telégrafo, medios electrónicos de conformidad con lo dispuesto en la *Ley de Transacciones Electrónicas*, o cualquier otro medio de comunicación. La convocatoria a una reunión de directores no tiene por qué especificar el objeto de la misma ni los asuntos que serán tratados en ella, salvo en los casos en que la Ley exija que se especifiquen dichos objeto o asuntos, incluyendo cualquier propuesta para:

a. someter a los accionistas cualquier cuestión o asunto que requiera su aprobación;

b. cubrir una vacante entre los directores o en el cargo de auditor;

c. nombrar directores adicionales;

d. emitir valores, salvo en la forma y en los términos autorizados por la junta;

e. declarar dividendos;

f. comprar, redimir o adquirir de cualquier otra forma acciones emitidas por la Sociedad, salvo en la forma y en los términos autorizados por la junta;

g. pagar una comisión por la venta de acciones;

h. aprobar un poder de representación de la dirección;

i. aprobar cualquier estado financiero que sea presentado a los accionistas en una asamblea general anual; o

j. aprobar, modificar o derogar los estatutos.

Con la condición de que, no obstante, un director podrá, de cualquier forma, ya sea antes o después de la reunión, renunciar a la notificación de la misma, y la asistencia de un director a una reunión de la junta constituirá una renuncia a la notificación de la reunión, salvo cuando un director asista a una reunión con el propósito expreso de oponerse a la discusión de cualquier asunto con el argumento de que la reunión no ha sido convocada legalmente.

Para la primera reunión de la junta que sea celebrada inmediatamente después de la elección de los directores, no será necesaria ninguna convocatoria de dicha reunión, y para una reunión de la junta en la que se vaya a nombrar a un director para cubrir una vacante en la junta, no será necesaria ninguna convocatoria de dicha reunión para el director o directores recién elegidos o nombrados a fin de que la reunión sea constituida legalmente, siempre que, en cada caso, haya un quórum de directores presentes.

5.03 Aplazamiento de Reuniones

No se requerirá de una convocatoria para una reunión aplazada de la junta si la hora y el lugar de la reunión aplazada han sido anunciados en la reunión original.

5.04 Convocatoria a Reuniones

Las reuniones de la junta serán celebradas de vez en cuando en la fecha y el lugar que determinen la junta, el presidente de la junta, el director general, el presidente o dos directores cualesquiera. En caso de que más de una de las personas anteriormente mencionadas convoque una reunión en una fecha y hora sustancialmente idénticas, solo se celebrará una reunión, y dicha reunión tendrá lugar en la fecha y el lugar que determinen, por orden de prioridad, la junta, dos directores cualesquiera, el presidente de la junta o el presidente de la Sociedad.

5.05 Reuniones Ordinarias

La junta podrá, de vez en cuando, fijar uno o varios días de cualquier mes o meses para celebrar reuniones ordinarias de la junta en el lugar y a la hora que se designen. Se enviará a cada director, inmediatamente después de su aprobación, una copia de cualquier resolución de la junta en la que se fije el lugar y la hora de dichas reuniones ordinarias, así como a cada director elegido o nombrado posteriormente; no obstante, no se requerirá ninguna otra notificación para dichas reuniones ordinarias, salvo en los casos en que la Ley o estos estatutos exijan que se especifique el objeto de las mismas o los asuntos que se vayan a tratar en ellas.

5.06 Presidente

El presidente de cualquier reunión de la junta será el primero de los siguientes cargos que haya sido nombrado, que sea un director y que esté presente en la reunión: presidente de la junta, director general o presidente de la Sociedad. Si ninguno de dichos cargos está presente, los directores presentes elegirán a uno de entre ellos para que actúe como presidente.

5.07 Quórum

Sin perjuicio de lo dispuesto en la sección 5.08 siguiente, el quórum para la deliberación de los asuntos en cualquier reunión de la junta estará constituido por la mayoría de los directores en ejercicio o por un número mayor de directores que la junta pueda determinar de vez en cuando.

5.08 Representación Canadiense de al Menos una Cuarta Parte en las Reuniones

Los directores no podrán tratar asuntos en una reunión de la junta a menos de que al menos una cuarta parte de los directores presentes sean residentes en Canadá. No obstante lo anterior, los directores podrán tratar asuntos en una reunión de la junta cuando menos de una cuarta parte de los directores presentes sean residentes en Canadá si:

a. un director residente de Canadá que no pueda estar presente apruebe por escrito o por medios electrónicos, por teléfono u otros medios de comunicación los asuntos tratados en la reunión; y

b. el número de directores residentes en Canadá presentes en la reunión, junto con cualquier director residente de Canadá que dé su aprobación de conformidad con el literal (a), sume, en total, al menos una cuarta parte de los directores presentes en la reunión.

5.09 Votación

Las cuestiones que surjan en cualquier reunión de la junta serán decididas por mayoría de votos y, en caso de empate, el presidente de la reunión no tendrá derecho a un segundo voto ni a un voto de calidad.

5.10 Participación en Reuniones

Un director podrá participar en una reunión de la junta o de un comité de la junta por medios electrónicos, por teléfono o mediante otros medios de comunicación que permitan a todas las personas que participen en la reunión escucharse o comunicarse entre sí, y se considerará que un director que participe en dicha reunión por dichos medios está presente en la misma.

5.11 Resolución en Sustitución de una Reunión

Sin perjuicio de cualquiera de las disposiciones anteriores de estos estatutos, una resolución por escrito firmada por todos los directores con derecho a voto sobre dicha resolución en una reunión de la junta o de un comité de la junta tendrá la misma validez que si hubiera sido aprobada en una reunión de la junta o de un comité de los directores, según sea el caso. Se conservará una copia de cada una de estas resoluciones junto con el acta de las deliberaciones de los directores o del comité de directores. Cualquiera de estas resoluciones por escrito surtirá efecto a todos los efectos en el momento que en ella se indique, independientemente de cuándo se haya firmado, y podrá firmarse en ejemplares separados.

5.12 Modificaciones de la Ley

Por medio del presente documento se confirme que la intención de las secciones 4.07, 5.08 y 7.03, en relación a la representación canadiense, es cumplir con los requisitos mínimos de la Ley y, en caso de que dichos requisitos mínimos sean modificados, eliminados o sustituidos de tal manera que no existan, o existan requisitos menores, con respecto a la representación canadiense, dichas secciones se considerarán modificadas, eliminadas o sustituidas en consecuencia sin necesidad de ningún otro acto por parte de los directores o accionistas de la Sociedad.

DIVISIÓN SEXTA
PROTECCIÓN DE LOS DIRECTORES, FUNCIONARIOS Y OTRAS PERSONAS

6.01 Conflicto de Intereses

Un director o funcionario no quedará inhabilitado para su cargo, ni se le exigirá que lo abandone, por el simple hecho de ser parte en un contrato o una transacción de importancia, o en una propuesta de contrato o de transacción de importancia, con la Sociedad o una de sus afiliadas, o de ser director o funcionario de una persona que sea parte en dichos contratos u transacciones, o por tener un interés significativo en dicha persona. No obstante, dicho director o funcionario deberá revelar la naturaleza y el alcance de su interés en el contrato o la transacción, o en el contrato o la transacción propuestos, en el momento y de la forma previstos en la Ley. Sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley, un director o funcionario no será responsable ante la Sociedad ni ante sus accionistas, por el simple hecho de ocupar su cargo, por ninguna utilidad o ganancia obtenida de dicho contrato o transacción, y dicho contrato o transacción no será nulo ni anulable por el simple hecho del interés del director en el mismo, siempre que se haya realizado debidamente la declaración y divulgación de intereses requeridas, el contrato o la transacción haya sido aprobado por los directores o los accionistas, si fuera necesario, y haya sido justo y razonable para la Sociedad en el momento de su aprobación y, si así lo exige la Ley, el director se abstenga de votar en dicha calidad sobre el contrato o la transacción.

Aunque no se cumplan las condiciones anteriores, un director o funcionario que actúe con honestidad y de buena fe no será responsable ante la Sociedad ni ante sus accionistas por las utilidades obtenidas de un contrato o una transacción de importancia para el cual la Ley exija su divulgación, y dicho contrato o transacción no será nulo ni anulable por el simple hecho del interés del director o funcionario en el mismo, siempre que el contrato o la transacción de importancia haya sido aprobado o confirmado mediante un acuerdo especial en una asamblea de accionistas, se haya informado a los accionistas dicho interés de manera suficiente para indicar su naturaleza antes de que se apruebe o confirme dicho contrato o transacción, y dicho contrato o transacción fuera razonable y equitativo para la Sociedad en el momento en que sea aprobado o confirmado.

6.02 Limitación de Responsabilidad

Todo director y funcionario de la Sociedad, en el ejercicio de sus facultades y en el cumplimiento de sus funciones, actuará con honestidad y de buena fe, velando por los mejores intereses de la Sociedad, y ejercerá el cuidado, la diligencia y la competencia que ejercería una persona razonablemente prudente en circunstancias comparables. Sin perjuicio de lo anterior, ningún director o funcionario de la Sociedad, en el momento de ocupar su cargo, será responsable de los actos, omisiones o incumplimientos de cualquier otro director o funcionario o de un empleado, ni de la participación en cualquier acto por motivos de conformidad, ni de ninguna pérdida, perjuicio o gasto que sufra la Sociedad debido a la insuficiencia o deficiencia del título de propiedad de cualquier bien adquirido por o en nombre de la Sociedad, ni por la insuficiencia o deficiencia de cualquier garantía en la que se hayan colocado o invertido fondos de la Sociedad o que le pertenezcan, ni por cualquier pérdida, apropiación indebida, malversación o desfalco, ni por cualquier perjuicio resultante de cualquier operación con fondos, valores u otros activos

pertenecientes a la Sociedad, ni por cualquier pérdida o daño derivado de la quiebra, la insolvencia o los actos ilícitos de cualquier persona en cuya custodia se depositen fondos, valores o activos de la Sociedad, ni por cualquier otra pérdida, daño o contratiempo de cualquier naturaleza que pueda producirse en el ejercicio de las funciones de su respectivo cargo o mandato o en relación con los mismos; siempre que nada de lo aquí dispuesto exima a ningún director o funcionario de la obligación de actuar de conformidad con la Ley y las Regulaciones correspondiente, ni de la responsabilidad por cualquier incumplimiento de los mismos. Los directores en funciones de la Sociedad no tendrán ninguna obligación ni responsabilidad con respecto a ningún contrato, acto o transacción, se haya realizado, llevado a cabo o celebrado o no en nombre o por cuenta de la Sociedad, salvo aquellos que hayan sido sometidos a la junta y autorizados o aprobados por esta.

Ningún acto o procedimiento de cualquier director o funcionario, o de la junta, será considerado inválido o ineficaz por el hecho de que posteriormente se detecte alguna irregularidad en relación con dicho acto o procedimiento, o con la elección, el nombramiento o la idoneidad de dicho director, funcionario o de la junta.

6.03 Indemnización

De conformidad con lo dispuesto en la sección 124 de la Ley, la Sociedad indemnizará a cualquier director o funcionario de la Sociedad, a cualquier antiguo director o funcionario de la Sociedad o a cualquier persona que actúe o haya actuado a solicitud de la Sociedad como director o funcionario de una persona jurídica de la que la Sociedad sea o haya sido accionista o acreedora, así como a sus herederos y representantes legales, por todos los costos, cargos y gastos, incluyendo cualquier cantidad pagada para resolver una demanda o cumplir una sentencia, en los que haya incurrido razonablemente en relación con cualquier acción o procedimiento civil, penal o administrativo en el que sea parte por el hecho de ser o haber sido director o funcionario de la Sociedad o de la persona jurídica, si:

a. actuó con honestidad y de buena fe, velando por los mejores intereses de la Sociedad; y

b. en el caso de una acción o procedimiento penal o administrativo que se haya hecho valer con una multa, tuviera motivos razonables para considerar que su conducta era lícita.

La Sociedad también indemnizará a dichas personas en aquellas otras circunstancias que la Ley permita o exija. Nada de lo aquí contenido limitará el derecho de cualquier persona con derecho a una indemnización a reclamar dicha indemnización al margen de lo dispuesto en esta sección 6.03.

6.04 Seguros

La Sociedad podrá contratar y mantener un seguro en beneficio de cualquier persona a la que se refiera la sección 6.03 frente a cualquier responsabilidad en que incurra:

a. en su calidad de director o funcionario de la Sociedad, salvo cuando la responsabilidad sea el resultado de su falta de honestidad y buena fe en la defensa de los mejores intereses de la Sociedad; o

b. en su calidad de director o funcionario de otra persona jurídica, cuando actúe o haya actuado en dicha calidad a solicitud de la Sociedad, salvo cuando la responsabilidad se derive de su falta de honestidad y buena fe en defensa de los intereses de la persona jurídica.

DIVISIÓN SÉPTIMA
FUNCIONARIOS

7.01 Elección o Nombramiento

Sin perjuicio de cualquier acuerdo unánime de los accionistas, la junta podrá, cuando lo considere oportuno, nombrar a un presidente de la junta, un presidente de la Sociedad, uno o varios vicepresidentes, un secretario, un tesorero y cualquier otro funcionario que la junta determine, incluyendo uno o varios asistentes de cualquiera de los funcionarios nombrados de esta forma. La junta podrá especificar las funciones de dichos funcionarios y, de conformidad con estos estatutos y de acuerdo con las disposiciones de la Ley, delegar en ellos facultades para administrar los negocios y asuntos de la Sociedad. Salvo en el caso del director general y del presidente de la junta, que deberán ser directores, un funcionario podrá ser director, aunque no es obligatorio, y una misma persona podrá ocupar más de un cargo.

7.02 Presidente de la Junta

El presidente de la junta, cuando esté presente, presidirá todas las reuniones de la junta, de los comités de directores y todas las asambleas de accionistas.

Si no se nombra a ningún director general, la junta podrá atribuir al presidente de la junta cualquiera de las facultades y obligaciones que, en virtud de cualquier disposición de estos estatutos, correspondan al director general; y este tendrá, de conformidad con lo dispuesto en la Ley, las demás facultades y obligaciones que la junta pueda especificar. Durante la ausencia o la incapacidad del presidente de la junta, sus funciones serán desempeñadas y sus facultades ejercidas por el director general, de haberlo, o por el presidente.

7.03 Director General

El director general, de haberlo, deberá ser residente de Canadá y tendrá, bajo la autoridad de la junta, la supervisión general de los negocios y asuntos de la Sociedad; y, de conformidad con lo dispuesto en la Ley, tendrá las demás facultades y obligaciones que la junta le asigne.

7.04 Presidente

El presidente tendrá, bajo la autoridad de la junta y del director general, de haberlo, las facultades y obligaciones que la junta determine. Durante la ausencia o incapacidad del director general, o si no se hubiera nombrado a ningún director general, el presidente asumirá también las facultades y obligaciones de dicho cargo; sin embargo, a menos de que sea director, no presidirá como presidente ninguna reunión de la junta ni de un comité de directores.

7.05 Vicepresidente

Durante la ausencia o incapacidad del presidente, sus funciones serán desempeñadas y sus facultades serán ejercidas por el vicepresidente o, si hubiera más de uno, por el vicepresidente designado de vez en cuando por la junta o por el presidente; sin embargo, un vicepresidente que no sea un director no podrá presidir como presidente ninguna reunión de la junta o de un comité de directores. El vicepresidente tendrá las demás facultades y funciones que le asigne la junta o el presidente.

7.06 Secretario

El secretario asistirá a todas las reuniones de la junta, de los accionistas y de los comités de directores, y actuará como secretario de las mismas; además, consignará o hará que se consigne en los registros mantenidos a tal efecto las actas de todas las deliberaciones que en ellas tengan lugar; entregará o hará que se entreguen, según se le indique y en el momento oportuno, todas las notificaciones a los accionistas, directores, funcionarios, auditores y miembros de los comités de la junta; será el custodio del sello o dispositivo mecánico que sea utilizado habitualmente para estampar el sello corporativo de la Sociedad, así como de todos los libros, documentos, registros, actas e instrumentos pertenecientes a la Sociedad, salvo que se haya designado a otro funcionario o agente para tal fin; y tendrá las demás facultades y obligaciones que le asigne la junta o el director delegado, en su caso.

7.07 Tesorero

El tesorero llevará registros contables adecuados de conformidad con la Ley y será responsable del depósito de fondos, la custodia de los valores y el desembolso de los fondos de la Sociedad; rendirá cuentas a la junta, siempre que se le solicite, de todas sus transacciones y tendrá las demás facultades y obligaciones que la junta, el director ejecutivo, de haberlo, o el presidente puedan especificar.

7.08 Gerente General o Gerente

Si es elegido o nombrado, el gerente general tendrá, bajo la autoridad de la junta, del director general, de haberlo, del director ejecutivo, de haberlo, y del presidente, plenos poderes para administrar y dirigir los negocios y asuntos de la Sociedad (excepto aquellos asuntos y funciones que, por ley, deban ser tramitados o desempeñados por la junta y/o por los accionistas), así como para contratar y despedir a los agentes y empleados de la Sociedad, y podrá delegar en ellos cualquier autoridad de menor rango. El gerente general o el gerente deberá acatar todas las órdenes legales que le imparta la junta y, en todo momento razonable, deberá facilitarles a los directores o a cualquiera de ellos toda la información que puedan requerir en relación con los asuntos de la Sociedad. Cualquier agente o empleado designado por el gerente general o el gerente podrá ser destituido por la junta.

7.09 Facultades y Funciones de los Demás Funcionarios

Las facultades y obligaciones de todos los demás funcionarios serán las que establezcan las condiciones de su contratación o las que especifiquen la junta, el director general, de haberlo, el director ejecutivo, de haberlo, o el presidente. Cualquiera de las facultades y obligaciones de un funcionario al que se le haya designado un asistente podrá ser ejercida y desempeñada por dicho asistente, salvo que la junta, el director ejecutivo, de haberlo, o el presidente dispongan lo contrario.

7.10 Modificación de Facultades y Funciones

La junta podrá, de vez en cuando y de conformidad con lo dispuesto en la Ley, modificar, ampliar o limitar las facultades y funciones de cualquier funcionario.

7.11 Vacantes

Si el cargo de cualquier funcionario de la Sociedad quedara vacante por fallecimiento, renuncia, inhabilitación o cualquier otra causa, la junta, mediante una resolución, podrá nombrar a una persona para cubrir dicha vacante.

7.12 Remuneración y Destitución

La remuneración de todos los funcionarios nombrados por la junta será determinada de vez en cuando mediante una resolución de la junta. El hecho de que un funcionario o empleado sea director o accionista de la Sociedad no le inhabilitará para recibir la remuneración que sea determinada. Todos los funcionarios podrán ser destituidos en cualquier momento mediante una resolución de la junta, con o sin causa justificada, sin perjuicio de cualquier acuerdo en sentido contrario; siempre que, sin embargo, este derecho de destitución no limite en modo alguno el derecho de dicho funcionario a una indemnización por daños y perjuicios en virtud de dicho acuerdo ni cualquier otro derecho que se derive de dicha destitución, ya sea en derecho o en equidad.

7.13 Agentes y Apoderados

La Sociedad, por iniciativa propia o bajo la autoridad de la junta, estará facultada para nombrar, cuando lo considere oportuno, agentes o apoderados de la Sociedad, tanto dentro como fuera de Canadá, con las facultades (incluyendo la facultad de subdelegar) de gestión, administración o de otro tipo que se consideren oportunas.

7.14 Conflicto de Intereses

Los funcionarios deberán revelar su interés en cualquier contrato o transacción de importancia, o en cualquier propuesta de contrato o transacción de importancia, con la Sociedad, de conformidad con la sección 6.01.

7.15 Pólizas de Fidelidad

La junta podrá exigir a aquellos funcionarios, empleados y agentes de la Sociedad que considere oportuno que presenten pólizas para el fiel cumplimiento de sus facultades y obligaciones, en la forma y con la garantía que la junta determine de vez en cuando.

DIVISIÓN OCTAVA
ASAMBLEAS DE ACCIONISTAS

8.01 Asambleas Anuales

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, la asamblea general anual de accionistas se celebrará en la fecha y hora de cada año, y en el lugar o lugares que la junta, el presidente de la junta, el director general o el presidente de la Sociedad determinen en cada caso, con el fin de examinar los estados financieros y los informes que, según lo dispuesto en la Ley, deben presentarse ante la asamblea general anual, elegir a los directores, nombrar a los auditores si así lo exigen la Ley o el acta, y tratar cualquier otro asunto que pueda presentarse debidamente ante la asamblea.

8.02 Asambleas Extraordinarias

La junta estará facultada para convocar una asamblea extraordinaria de accionistas en cualquier momento.

8.03 Lugar de Celebración de las Asambleas

Las asambleas de accionistas se celebrarán según lo dispuesto en el acta o, a falta de referencia alguna en la misma, en el lugar de Alberta que determine la junta. De conformidad con lo dispuesto en la Ley, si los directores o los accionistas de la Sociedad convocan una asamblea de accionistas, los directores o los accionistas, según sea el caso, podrán determinar que la asamblea sea celebrada completamente por medios electrónicos, por teléfono o mediante cualquier otro medio de comunicación que permita a todos los participantes comunicarse adecuadamente entre sí durante la asamblea.

8.04 Fecha de Registro para la Convocatoria

La junta podrá fijar con antelación una fecha, anterior a la fecha de cualquier asamblea de accionistas en un plazo no superior a cincuenta (50) días ni inferior a veintiún (21) días, como fecha de registro para determinar los accionistas con derecho a recibir la convocatoria o a votar en la asamblea. Si no se fija ninguna fecha de registro, la fecha de registro para determinar los accionistas con derecho a recibir la convocatoria o a votar en la asamblea será el cierre de la jornada laboral de la fecha inmediatamente anterior al día en que se envíe la convocatoria o, si no se envía una convocatoria, el día en que se celebre la asamblea.

8.05 Convocatoria de la Reunión

La convocatoria, en la que se indicarán la hora y el lugar de cada asamblea de accionistas, será enviada con una antelación de no menos de veintiún (21) días y no más de cincuenta (50) días

antes de la reunión a cada accionista con derecho a voto en la misma, a cada director y al auditor de la Sociedad. Dicha convocatoria podrá enviarse por medios electrónicos de conformidad con la *Ley de Transacciones Electrónicas*, o por correo dirigido a, o entregarse personalmente al accionista, en su última dirección que figure en los registros de la Sociedad o de su agente de transferencias; al director, en su última dirección que figure en los registros de la Sociedad o en la última notificación presentada de conformidad con las secciones 106 o 113 de la Ley; o al auditor, en su dirección más reciente que figure en los registros de la Sociedad. Se considerará que una convocatoria a una asamblea de accionistas enviada por correo a un accionista, director o auditor de conformidad con lo anterior ha sido notificada el día en que fue depositada en el servicio postal. No será necesario enviar una convocatoria a los accionistas que no figuren en los registros de la Sociedad o de su agente de transferencias en la fecha de registro determinada de conformidad con la sección 8.04 de estos estatutos. La convocatoria a una asamblea de accionistas en la que se vayan a tratar asuntos especiales deberá indicar la naturaleza de dichos asuntos con suficiente detalle para que el accionista pueda formarse un juicio razonado al respecto, y deberá incluir el texto de cualquier resolución especial que vaya a ser sometida a la asamblea. Una asamblea extraordinaria y una asamblea anual podrán convocarse mediante una misma convocatoria, y no se considerará un motivo de objeción a la convocatoria el hecho de que esta solo convoque la segunda junta de forma condicional a la aprobación de cualquier resolución por la mayoría requerida en la primera asamblea.

8.06 Derecho de Voto

Sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley en relación con los representantes autorizados de cualquier otra persona jurídica, en cualquier asamblea de accionistas con respecto a la cual la Sociedad haya elaborado la lista a la que se hace referencia en la sección 8.07 de estos estatutos, toda persona que figure en dicha lista tendrá derecho a ejercer el voto correspondiente a las acciones que en ella se indiquen junto a su nombre, salvo en la medida en que dicha persona haya cedido alguna de sus acciones después de la fecha de registro fijada de conformidad con la sección 8.04 de estos estatutos, o, si no se ha fijado ninguna fecha de registro, después de la fecha en que se haya elaborado la lista a la que se hace referencia en la sección 8.07, y el cesionario, previa presentación de certificados debidamente endosados que acrediten dichas acciones o que demuestren de otro modo que es titular de las mismas, solicite, a más tardar diez (10) días antes de la reunión, que se incluya su nombre para ejercer el derecho de voto sobre las acciones transferidas en la reunión. A falta de una lista elaborada según lo anterior con respecto a una asamblea de accionistas, tendrá derecho a votar en la junta toda persona que, al cierre de las operaciones en la fecha de registro, o si no se ha fijado ninguna fecha de registro, al cierre de las operaciones en la fecha anterior a la de envío de la convocatoria, figure en el registro de valores como titular de una o más acciones que confieran derecho a voto en dicha reunión.

8.07 Lista de Accionistas con Derecho a Recibir la Convocatoria

La Sociedad elaborará una lista de los accionistas con derecho a recibir la convocatoria de una reunión, ordenada alfabéticamente y en la que figure el número de acciones que posee cada accionista, de conformidad con la sección 137 de la Ley. Si la junta fija una fecha de registro para la reunión de conformidad con la sección 8.04 de estos estatutos, los accionistas que figuren en la lista serán aquellos inscritos al cierre de la jornada laboral de la fecha de registro. Si la junta no

fija ninguna fecha de registro, los accionistas que figuren en la lista serán aquellos inscritos al cierre de la jornada laboral del último día hábil inmediatamente anterior al día en que se envíe la convocatoria de la reunión o, en caso de que no se envíe dicha convocatoria, al día en que se celebre la reunión. La lista estará a disposición de cualquier accionista para su consulta durante el horario habitual de oficina en el domicilio social de la Sociedad, en el lugar donde se mantenga su registro central de valores y en el lugar donde se celebre la reunión.

8.08 Juntas sin Convocatoria Previa

Podrá celebrarse una asamblea de accionistas sin convocatoria previa en cualquier momento y lugar que permita la Ley:

a. si todos los accionistas con derecho a voto están presentes en persona o representados por un apoderado, o si aquellos que no estén presentes ni representados por un apoderado renuncian a la convocatoria o den su consentimiento de otro modo que se celebre dicha reunión; y

b. si los auditores y los directores están presentes o renuncian a la convocatoria o dan su consentimiento de otro modo que se celebre dicha reunión.

En dichas reuniones se podrán tratar todos los asuntos que la Sociedad pueda tratar en una asamblea de accionistas. Si la asamblea se celebra en un lugar fuera de Canadá, se considerará que los accionistas que no estén presentes ni representados por un apoderado, pero que hayan renunciado a la notificación o hayan dado su consentimiento de otro modo a la celebración de dicha asamblea, también han dado su consentimiento a que la asamblea sea celebrada en dicho lugar.

8.09 Renuncia a la Convocatoria

Un accionista y cualquier otra persona con derecho a asistir a una asamblea de accionistas podrá renunciar, de cualquier forma, a la notificación de una asamblea de accionistas, y la asistencia de dicha persona a una asamblea de accionistas constituirá una renuncia a la notificación de la misma, salvo cuando dicha persona asista a la reunión con el propósito expreso de oponerse a la deliberación de cualquier asunto con el argumento de que la reunión no ha sido convocada legalmente.

8.10 Presidente, Secretario y Escrutadores

El presidente de la junta o, en su ausencia, el presidente de la Sociedad, si dicho cargo ha sido elegido o designado y está presente, o, en su defecto, un vicepresidente que sea un accionista de la Sociedad, actuará como presidente de cualquier asamblea de accionistas. Si ninguno de dichos cargos está presente en el plazo de quince (15) minutos desde la hora fijada para la celebración de la reunión, o si se niega a actuar como presidente de la misma, las personas presentes con derecho a voto elegirán de entre ellas a una para que actúe como presidente. Si el secretario de la Sociedad está ausente, el presidente nombrará a una persona, que no tiene por qué ser accionista, para que actúe como secretario de la reunión. Si se desea, podrán nombrarse uno o

varios escrutadores, que no tienen por qué ser accionistas, mediante un acuerdo o por decisión del presidente con el consentimiento de la reunión.

8.11 Personas con Derecho a Asistir

Las únicas personas con derecho a asistir a una asamblea de accionistas serán aquellas con derecho a voto en la misma, los directores y los auditores de la Sociedad, así como aquellas personas que, aunque no tengan derecho a voto, estén autorizadas o estén obligadas, en virtud de cualquier disposición de la Ley, del acta o de los estatutos, a asistir a la reunión. Cualquier otra persona solo podrá ser admitida por invitación del presidente de la junta o con el consentimiento de la misma.

8.12 Quórum

El quórum en cualquier asamblea de accionistas (salvo que la Ley, el acta o los estatutos exijan la presencia de un número mayor de personas o la representación de un número mayor de acciones) estará constituido por un número de personas presentes no inferior a dos (2) y que posean o representen no menos del veinticinco por ciento (25%) de las acciones con derecho a voto en la reunión. Si se alcanza el quórum al inicio de cualquier asamblea de accionistas, los accionistas presentes o representados podrán proceder a tratar los asuntos de la reunión, aun cuando no se mantenga el quórum durante toda la misma. Si no se alcanza el quórum al inicio de la asamblea de accionistas, los accionistas presentes o representados podrán aplazar la reunión a una hora y lugar determinados, pero no podrán tratar ningún otro asunto.

8.13 Participación en la Reunión

Un accionista o cualquier otra persona con derecho a asistir a una reunión podrá participar en una asamblea de accionistas por medios electrónicos, por teléfono o mediante otros medios de comunicación que permitan a todas las personas que participen en la reunión escucharse o comunicarse entre sí de cualquier otra forma, y se considerará que una persona que participe en dicha reunión por tales medios está presente en la misma. De conformidad con lo dispuesto en la Ley, cualquier persona que participe en una asamblea de conformidad con este artículo y tenga derecho a votar en la misma podrá hacerlo por medios electrónicos, por teléfono o mediante cualquier otro medio de comunicación que la Sociedad haya puesto a disposición para este fin.

8.14 Apoderados y Representantes

Los votos en las asambleas de accionistas podrán emitirse personalmente o por poder; o, en el caso de un accionista que sea una persona jurídica o una asociación, por una persona natural autorizada mediante un acuerdo de la junta o del órgano de administración de dicha persona jurídica o asociación para representarla en una asamblea de accionistas de la Sociedad, previa presentación de una copia certificada de dicho acuerdo o tras acreditar de otro modo su facultad para votar a satisfacción del secretario o del presidente.

La representación deberá ser otorgada por el accionista o por su apoderado autorizado por escrito o, si el accionista es una sociedad, con el sello corporativo de la misma o por un funcionario

o apoderado de la misma debidamente autorizado, y solo será válida en la reunión para la cual se haya otorgado o en cualquier aplazamiento de dicha reunión. La persona designada como apoderado no tiene por qué ser accionista.

8.15 Plazo para la Presentación de Poderes

La junta podrá especificar en la convocatoria de una asamblea de accionistas un plazo, anterior a la hora de dicha asamblea en no más de cuarenta y ocho (48) horas, sin contar los sábados ni los días festivos, antes del cual deberán depositarse los poderes que se vayan a utilizar en dicha reunión. Solo se tendrá en cuenta un poder si, antes de la hora especificada de esta manera, se ha depositado con la Sociedad o con un agente de la misma designado en dicha convocatoria o, si no se ha especificado dicha hora en la convocatoria, ha sido recibido por el secretario de la Sociedad o por el presidente de la junta o de cualquier aplazamiento de la misma antes de la hora de la votación.

8.16 Accionistas Conjuntos

Si dos o más personas son titulares conjuntos de acciones, cualquiera de ellas que esté presente en persona o debidamente representada en una asamblea de accionistas podrá, en ausencia de la otra u otras, ejercer el derecho de voto correspondiente a dichas acciones; pero si dos o más de esas personas están presentes en persona o representadas y votan, deberán ejercer de forma conjunta el derecho de voto correspondiente a las acciones de las que son titulares conjuntos.

8.17 Votos Decisivos

Salvo que la Ley disponga lo contrario, todas las cuestiones sometidas a la consideración de los accionistas en una asamblea general serán decididas por mayoría de los votos emitidos y, en caso de empate en cualquier asamblea general, el presidente no tendrá voto de calidad ni voto decisivo.

8.18 Desarrollo de la Votación

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, la votación en una asamblea de accionistas se realizará a mano alzada, salvo que se requiera o se exija una votación secreta según lo dispuesto a continuación, y podrá llevarse a cabo, de conformidad con la Ley, completamente por medios electrónicos, por teléfono u otros medios de comunicación, si la Sociedad pone a disposición dichos medios de comunicación. Toda persona que esté presente o participe de otro modo en la reunión de conformidad con la sección 8.13 de este documento y tenga derecho a voto dispondrá de un voto. Siempre que se haya procedido a la votación sobre una cuestión, salvo que se requiera o exija una votación secreta al respecto, la declaración del presidente de la junta de que la votación sobre la cuestión ha sido aprobada, aprobada por una mayoría determinada o rechazada, así como la anotación a tal efecto en el acta de la reunión, constituirán prueba prima facie del hecho, sin necesidad de demostrar el número de votos registrados a favor o en contra de cualquier resolución u otro procedimiento relativo a dicha cuestión, y el resultado de la votación realizada de esta forma constituirá la decisión de los accionistas sobre dicha cuestión.

8.19 Votaciones Secretas

Con respecto a cualquier cuestión propuesta para su consideración en una asamblea de accionistas, un accionista, un apoderado u otra persona con derecho a voto podrá solicitar, y el presidente podrá exigir, que se proceda a una votación secreta, ya sea antes o tras la declaración del resultado de cualquier votación. Si se solicita una votación secreta sobre la elección de un presidente o sobre la cuestión de un aplazamiento, se llevará a cabo de inmediato sin aplazamiento alguno. La votación secreta solicitada o exigida sobre cualquier otra cuestión será llevada a cabo de la forma que indique el presidente. La solicitud o exigencia de una votación secreta podrá retirarse en cualquier momento antes de que se proceda a la misma. Si se celebra una votación, cada persona presente tendrá derecho, en relación con las acciones que le den derecho a votar en la reunión sobre la cuestión, al número de votos previsto en el acta o, a falta de dicha disposición en el acta, a un voto por cada acción que le dé derecho a votar. El resultado de la votación celebrada de esta manera constituirá la decisión de los accionistas sobre la cuestión. La solicitud o exigencia de una votación secreta no impedirá que la reunión continúe para tratar cualquier otro asunto distinto de la cuestión sobre la que se haya solicitado o exigido la votación secreta.

8.20 Aplazamiento

El presidente de una asamblea de accionistas podrá, con el consentimiento de la asamblea y de conformidad con las condiciones que ésta decida, aplazar la reunión en cualquier momento y de un lugar a otro. Si una asamblea de accionistas es aplazada por un plazo inferior a treinta (30) días, no será necesario notificar la reunión aplazada, salvo mediante anuncio en el momento del aplazamiento. De conformidad con lo dispuesto en la Ley, si una asamblea de accionistas es aplazada mediante uno o varios aplazamientos por un total de treinta (30) días o más, la convocatoria de la reunión aplazada se realizará de la misma manera que la convocatoria de la reunión original; sin embargo, a menos de que la asamblea sea aplazada mediante uno o varios aplazamientos por un total de más de noventa (90) días, no se aplicará la sección 149(1) de la Ley no será aplicable.

8.21 Resolución en Sustitución de una Reunión

Una resolución por escrito firmada por todos los accionistas con derecho a voto sobre dicha resolución en una asamblea de accionistas tendrá la misma validez que si se hubiera aprobado en una asamblea de accionistas; y una resolución por escrito que trate todos los asuntos que deban tratarse en una asamblea de accionistas y que esté firmada por todos los accionistas con derecho a voto en dicha reunión, cumple todos los requisitos de la Ley relacionados con las asambleas de accionistas. Se conservará una copia de cada una de estas resoluciones por escrito junto con las actas de las asambleas de accionistas. Cualquiera de estas resoluciones por escrito surtirá efecto a todos los efectos en el momento que en ella se indique, independientemente de cuándo haya sido firmada, y podrá firmarse en ejemplares separados.

8.22 Un Único Accionista

Cuando la Sociedad tenga un único accionista o un único titular de cualquier clase o serie de acciones, el accionista presente en persona o debidamente representado constituirá una asamblea.

DIVISIÓN NOVENA
ACCIONES

9.01 No Reconocimiento de Fideicomisos

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, la Sociedad podrá considerar al titular registrado de cualquier acción como la persona con derecho exclusivo a votar, a recibir notificaciones, a recibir cualquier dividendo u otro pago relativo a la acción y, en general, a ejercer todos los derechos y facultades propios del titular de la acción.

9.02 Títulos

El accionista tendrá derecho, a su elección, a un título de acciones que cumpla con lo dispuesto en la Ley o a un reconocimiento por escrito, intransferible, de su derecho a obtener de la Sociedad un título de acciones en relación con los valores de la Sociedad que posea. Los títulos de acciones y los reconocimientos del derecho de un accionista a un título de acciones, respectivamente, serán elaborados en la forma descrita en la Ley y según lo apruebe la junta de vez en cuando. Un título de acciones deberá estar firmado a mano por al menos un director o funcionario de la Sociedad, o por el registrador, el agente de transferencias o el agente de transferencias de la sucursal de la Sociedad, o en su nombre, o por un fiduciario que lo certifique de conformidad con una escritura de fideicomiso, y cualquier firma adicional que sea requerida en el título de acciones podrá estar impresa o reproducida mecánicamente en el mismo.

9.03 Sustitución de Certificados de Acciones

La junta o cualquier funcionario o agente designado por ésta podrá, a su discreción, ordenar la emisión de un nuevo título de acciones u otro certificado similar en su sustitución y tras la cancelación de un título que haya sido dañado, o en sustitución de un certificado que se argumente que ha sido perdido, destruido o sustraído indebidamente, previo pago de una tarifa razonable y en los términos relacionados con la indemnización, reembolso de gastos y pruebas de la pérdida y de la titularidad que la junta pueda establecer de vez en cuando, ya sea de forma general o en un caso específico.

9.04 Titulares Conjuntos

La Sociedad no está obligada a emitir más de un título de acciones respecto a una acción que sea poseída conjuntamente por varias personas, y la entrega de un título a uno de los cotitulares será suficiente para todos. Cualquiera de dichos cotitulares podrá expedir recibos válidos por el título emitido al respecto o por cualquier dividendo, bonificación, devolución de capital u otra suma pagadera o *warrant* susceptible de ser emitido en relación con dicho título.

DIVISIÓN DÉCIMA

TRANSFERENCIA DE VALORES

10.01 Inscripción de Transferencias

Si se presenta una acción nominativa para su inscripción de transferencia, la Sociedad inscribirá la transferencia si:

a. la acción esté endosada por una persona autorizada, tal y como se define en la *Ley de Transferencia de Valores* (Alberta);

b. se ofrece una garantía razonable de que el endoso es auténtico y válido;

c. la Sociedad no tiene la obligación de investigar reclamaciones contrarias o ha cumplido con dicha obligación;

d. se han cumplido toda las leyes aplicables en materia de recaudación de impuestos;

e. la transferencia es legítima o se realiza a un adquirente de buena fe; y

f. se ha pagado la tarifa de transferencia, de haberla.

10.02 Agentes de Transferencia y Registrador

La junta podrá, de vez en cuando y mediante una resolución, nombrar o destituir a una o varias sociedades fiduciarias registradas en virtud de la Ley de Sociedades Fiduciarias como su agente o agentes para llevar un registro central de valores o varios registros, y a un agente o agentes para llevar un registro de valores de sucursal o varios registros. Los agentes nombrados de esta manera podrán ser designados como agente de transferencias o registrador en función de sus funciones, y una persona podrá ser nombrada y designada con funciones tanto de registrador como de agente de transferencias o de agente de transferencias de sucursal. El registro de la emisión o transferencia de un valor ante el registro central de valores o en un registro de valores de sucursal constituye un registro completo y válido a todos los efectos.

10.03 Registros de Valores

Se llevará un registro central de valores de la Sociedad en su domicilio social o en cualquier otro lugar de Alberta designado por la junta para inscribir las acciones y otros valores emitidos por la Sociedad en forma nominativa, indicando, con respecto a cada clase o serie de acciones y otros valores:

a. los nombres, ordenados alfabéticamente, y la última dirección conocida de cada persona que sea o haya sido titular;

b. el número de acciones u otros valores que posea cada titular; y

c. la fecha y los datos relacionados con la emisión y la transferencia de cada acción u otro valor.

Podrán llevarse uno o varios registros de valores secundarios, ya sea dentro o fuera de Alberta, en el lugar o lugares que determine la junta. Un registro de valores secundario solo contendrá los datos de los valores emitidos o transferidos en dicha sucursal. Los datos de cada emisión o transferencia de un valor inscrito "en un registro de valores secundario" también serán conservados en el correspondiente registro central de valores.

10.04 Accionistas Fallecidos

En caso de fallecimiento de un titular, o de uno de los cotitulares, de cualquier acción, la Sociedad no estará obligada a realizar ninguna inscripción en el registro de valores al respecto ni a efectuar ningún pago de dividendos u otros pagos en ese sentido, salvo previa presentación de todos los documentos que exija la ley y previo cumplimiento de los requisitos razonables de la Sociedad y de sus agentes de transferencia.

DIVISIÓN UNDÉCIMA
DIVIDENDOS Y DERECHOS

11.01 Dividendos

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, la junta podrá declarar de vez en cuando dividendos pagaderos a los accionistas de acuerdo con sus respectivos derechos e intereses en la Sociedad. Los dividendos podrán pagarse en dinero o en especie, o mediante la emisión de acciones de la Sociedad totalmente desembolsadas.

11.02 Cheques de Dividendos

Los dividendos pagaderos en efectivo serán pagados mediante cheque a la orden de cada titular registrado de acciones de la clase o serie respecto a la cual se hayan declarado, y serán enviados por correo ordinario con franqueo pagado a dicho titular registrado a la dirección que figure en el registro o registros de valores de la Sociedad, o a la dirección que dicho titular indique. En el caso de titulares conjuntos, el cheque será librado, salvo que dichos titulares conjuntos indiquen lo contrario, a la orden de todos ellos y se les enviará por correo a su dirección registrada. El envío por correo de dicho cheque, tal y como se ha indicado anteriormente, salvo que no sea pagado a su presentación, satisfará y cumplirá con la obligación de pago del dividendo por el valor que represente, más la cantidad de cualquier impuesto que la Sociedad esté obligada a retener y que, de hecho, retenga.

11.03 No Recepción de Cheques

En caso de que la persona a la que se haya enviado un cheque de dividendos, tal y como se ha indicado anteriormente, no lo haya recibido, la Sociedad emitirá a dicha persona un cheque de sustitución por el mismo valor, en los términos que la junta establezca de vez en cuando, ya sea de forma general o en un caso específico, en términos de indemnización, reembolso de gastos y prueba de no recepción y de titularidad.

11.04 Dividendos No Reclamados

Ningún dividendo devengará intereses a cargo de la Sociedad. Se considerará que cualquier dividendo no reclamado transcurrido un plazo de seis (6) años desde la fecha en que se haya declarado pagadero ha sido perdido y será revertido a la Sociedad.

11.05 Fecha de Registro para Dividendos y Derechos

La junta podrá fijar con antelación una fecha, que no preceda en más de cincuenta (50) días a la fecha de pago de cualquier dividendo, como fecha de registro para determinar las personas con derecho a recibir el pago de dicho dividendo, siempre que, salvo que se renuncie a ello según lo previsto en la Ley, se notifique dicha fecha de registro, con una antelación mínima de siete (7) días antes de la misma, mediante anuncio en la prensa, en la forma prevista en la Ley, y mediante el envío de una notificación por escrito a cada bolsa de valores de Canadá, de haberla, en la que coticen las acciones de la Sociedad. Cuando no se fije por adelantado una fecha de registro como se ha indicado anteriormente, la fecha de registro para determinar las personas con derecho a recibir el pago de cualquier dividendo corresponderá al cierre de la jornada del día en que la junta apruebe la resolución relacionada con dicho dividendo.

DIVISIÓN DUODÉCIMA
INFORMACIÓN A DISPOSICIÓN DE LOS ACCIONISTAS

12.01 Información Confidencial

Salvo por lo dispuesto en la Ley, ningún accionista tendrá derecho a obtener información relacionada con los detalles o la administración de los negocios de la Sociedad que, en opinión de los directores, no sea conveniente comunicar al público en interés de la Sociedad.

12.02 Condiciones de Acceso a la Información

Los directores podrán, de vez en cuando, de conformidad con los derechos que confiere la Ley, determinar si, en qué medida, en qué momento y lugar, y bajo qué condiciones o reglas, los documentos, libros, archivos y registros contables de la Sociedad, o cualquiera de ellos, estarán abiertos a la inspección de los accionistas; y ningún accionista tendrá derecho a inspeccionar ningún documento, libro, archivo o registro contable de la Sociedad, salvo en los casos previstos por la ley o autorizados por la junta o mediante un acuerdo de los accionistas.

12.03 Domicilio Social y Oficina de Registros Independiente

El domicilio social de la Sociedad estará ubicado en Alberta, en el lugar que la junta determine de vez en cuando. La oficina de registros estará ubicada en el domicilio social o en cualquier otro lugar, de haberlo, dentro de Alberta, que la junta determine de vez en cuando.

DIVISIÓN DECIMOTERCERA
NOTIFICACIONES

13.01 Forma de Notificación

Cualquier notificación o documento que, en virtud de la Ley, las Regulaciones, el acta o los estatutos, deba enviarse a un accionista o a un director de la Sociedad podrá remitirse por medios electrónicos, de conformidad con lo dispuesto en la *Ley de Transacciones Electrónicas*, o por correo prepagado dirigido a, o entregarse personalmente a:

a. el accionista, a su última dirección que figure en los registros de la Sociedad o de su agente de transferencias; y

b. al director, a su última dirección que figure en los registros de la Sociedad o en la última notificación presentada de conformidad con las secciones 106 o 113.

Se considerará que una notificación o documento enviado por correo, de conformidad con lo anterior, a un accionista o director de la Sociedad ha sido recibido por éste en el momento en que habría sido entregado en el curso normal del servicio postal, salvo que existan motivos razonables para considerar que el accionista o director no recibió la notificación o el documento en ese momento o que no lo recibió en absoluto.

13.02 Notificación a Accionistas Conjuntos

Si dos o más personas figuran registradas como titulares conjuntos de una acción, cualquier notificación podrá dirigirse a todos dichos titulares conjuntos, pero la notificación dirigida a una de dichas personas será considerada como notificación suficiente para todos ellos.

13.03 Personas con Derecho por Fallecimiento o por Ministerio de la Ley

Toda persona que, por efecto de la ley, por cesión, por fallecimiento de un accionista o por cualquier otro motivo, adquiera el derecho a una acción, quedará vinculada por todas las notificaciones relacionadas a dicha acción que hayan sido remitidas debidamente a los accionistas de quienes derive su derecho sobre la misma, antes de que su nombre y dirección sean inscritos en el registro de valores (independientemente de que dicha notificación haya sido realizada antes o después de que se produjera el hecho en virtud del cual adquirió dicho derecho) y antes de que le haya suministrado a la Sociedad la prueba de autoridad o la evidencia de su derecho que prescribe la Ley.

13.04 No Recepción de Notificaciones

Si se envía una notificación o un documento a un accionista de conformidad con la sección 13.01 y dicha notificación o documento es devuelto en dos (2) ocasiones consecutivas porque no ha sido posible localizar al accionista, la Sociedad no estará obligada a enviarle ninguna otra notificación o documento hasta que el accionista comunique por escrito a la Sociedad su nueva dirección; siempre y cuando, en caso de devolución de una convocatoria de asamblea general enviada por correo a un accionista de conformidad con lo dispuesto en la sección 13.01, se considere que el accionista ha recibido dicha convocatoria en la fecha de su depósito en el servicio postal, sin perjuicio de su devolución.

13.05 Omisiones y Errores

De conformidad con lo dispuesto en la Ley, la omisión accidental de enviar cualquier notificación a un accionista, director, funcionario, auditor o miembro de un comité de la junta, o la no recepción de dicha notificación por parte de cualquiera de dichas personas, así como cualquier error en una notificación que no afecte su contenido, no invalidará ninguna resolución adoptada en cualquier reunión celebrada de conformidad con dicha notificación o basada de otro modo en ella.

13.06 Firma en las Notificaciones

Salvo que se disponga lo contrario de forma específica, la firma de cualquier director o funcionario de la Sociedad en cualquier notificación o documento que deba remitir la Sociedad podrá ser manuscrita, estampada, mecanografiada o impresa, o una combinación de estas formas.

13.07 Renuncia a Notificación

Si la Ley o las Regulaciones, el acta o los estatutos o cualquier otra disposición exigen el envío de una notificación o un documento, se podrá renunciar al envío de dicha notificación o documento, o se podrá renunciar al plazo de notificación o acortarlo en cualquier momento, con el consentimiento por escrito de la persona con derecho a recibirlo. El consentimiento de la persona con derecho a renunciar al requisito de envío de una notificación o documento, o a renunciar o acortar el plazo de la notificación o del documento, podrá enviarse por medios electrónicos de conformidad con lo dispuesto en la *Ley de Transacciones Electrónicas*.

DIVISIÓN DECIMOCUARTA
DISPOSICIONES VARIAS

14.01 Los Directores Podrán Exigir la Entrega de Títulos de Acciones

Los directores en funciones en el momento en que se expida un Certificado de Continuidad de conformidad con la Ley quedan autorizados por este medio a exigirles a los accionistas de la Sociedad que entreguen sus títulos de acciones, o aquellos de entre ellos que los directores determinen, con el fin de cancelar dichos títulos y sustituirlos por nuevos títulos de acciones que cumplan con lo dispuesto en la sección 48 de la Ley; en particular, sustituir los títulos de acciones existentes por títulos de acciones que no sean valores negociables de conformidad con la Ley. Los directores en ejercicio actuarán mediante una resolución al amparo de esta sección 14.01 y decidirán, a su discreción, la forma en que exigirán la entrega de los títulos de acciones existentes, el plazo en el que los accionistas deberán cumplir con dicho requisito y el modelo o modelos de los títulos de acciones que serán emitidos en sustitución de los existentes. Los directores podrán emprender las medidas que consideren necesarias para obligar a cualquier accionista a cumplir con la obligación de entregar su título o títulos de acciones de conformidad con esta sección. Sin perjuicio de cualquier otra disposición de estos estatutos, pero de conformidad con la Ley, los directores podrán negarse a inscribir la transmisión de acciones representadas por un título de acciones que no haya sido entregado de conformidad con lo dispuesto en esta sección.

14.02 Ayuda Financiera a Accionistas, Empleados y Terceros

La Sociedad podrá conceder ayuda financiera mediante un préstamo, una garantía o cualquier otra forma a cualquier persona para cualquier fin, de conformidad con las disposiciones de la Ley y las Regulaciones, incluyendo, entre otros, los requisitos de divulgación especificados en ellas.

14.03 Divisibilidad

La invalidez o inexigibilidad de cualquier disposición de estos estatutos no afectará la validez o exigibilidad de las demás disposiciones de los mismos.

14.04 Estatutos Anteriores

Todos los estatutos anteriores de la Sociedad quedan derogados a partir de la entrada en vigencia de estos estatutos. Dicha derogación no afectará la aplicación anterior de ningún estatuto derogado de esta manera ni a la validez de ningún acto realizado o derecho, privilegio, obligación o responsabilidad adquiridos o asumidos en virtud de dichos estatutos, ni la validez de ningún contrato o acuerdo celebrado de conformidad con los mismos, ni la validez de ningún artículo (tal y como se define en la Ley) o documento constitutivo anterior de la Sociedad obtenido de conformidad con dichos estatutos antes de su derogación. Todos los funcionarios y personas que actúen en virtud de cualquier estatuto derogado de esta forma seguirán actuando como si hubieran sido nombrados de conformidad con las disposiciones de estos estatutos, y todas las resoluciones de los accionistas, de la junta o de un comité de la junta con efecto continuado, aprobadas en virtud de cualquier estatuto derogado, seguirán siendo válidas y vigentes, salvo en la medida en que resulten inconsistentes con estos estatutos y hasta que sean modificadas o derogadas.

APROBADO por la junta el 3 de abril de 2018.

[Firmado]
Wayne Foo, Director

[Firmado]
Robert Engbloom, Director

CONFIRMADO por los Accionistas, de conformidad con la *Ley de Sociedades Mercantiles* (Alberta), el 9 de mayo de 2018.

[Firmado]
Wayne Foo, Director

BANCA Y VALORES		
Acuerdos Bancarios	2.01	2
Derechos de Voto en Otras Personas Jurídicas	2.02	2
DIRECTORES		
Número	4.01	3
Elección y Mandato	4.02	3
Destitución de Directores	4.03	3
Consentimiento	4.04	4
Cese en el Cargo	4.05	4
Comité de Directores	4.06	4
Desarrollo de las Actividades del Comité	4.07	4
Procedimiento	4.08	5
Remuneración y Gastos	4.09	5
Vacantes	4.10	5
Medidas Adoptadas por la Junta	4.11	5
DIVIDENDOS Y DERECHOS		
Dividendos	11.01	19
Cheques de Dividendos	11.02	19
No Recepción de Cheques	11.03	19
Dividendos no Reclamados	11.04	19
Fecha de Registro para Dividendos y Derechos	11.05	19
FIRMA DE DOCUMENTOS		
Responsables Autorizados de Firma	3.01	2
Cheques, Letras de Cambio y Pagarés	3.02	3
INFORMACIÓN A DISPOSICIÓN DE LOS ACCIONISTAS		
Información Confidencial	12.01	20
Condiciones de Acceso a la Información	12.02	20
Domicilio Social y Oficina de Registros Independiente	12.03	20
INTERPRETACIÓN	1.01	1
REUNIÓN DE DIRECTORES		
Lugar de Reunión	5.01	5
Notificación de Reuniones	5.02	5
Aplazamiento de Reuniones	5.03	6
Convocatoria a Reuniones	5.04	6
Reuniones Ordinarias	5.05	6
Presidente	5.06	7
Quórum	5,07	7
Representación Canadiense de al Menos una Cuarta Parte en las Reuniones	5.08	7
Votación	5,09	7

Participación en Reuniones	5,10	7
Resolución en Sustitución de una Reunión	5.11	7
Modificaciones a la Ley	5.12	8
DISPOSICIONES VARIAS		
Los Directores Podrán Exigir la Entrega de Títulos de Acciones	14.01	22
Ayuda Económica a Accionistas, Empleados y Terceros	14.02	22
Divisibilidad	14.03	23
NOTIFICACIONES		
Forma de Notificación	13.01	20
Notificación a Accionistas Conjuntos	13.02	21
Personas con Derecho por Fallecimiento o por Ministerio de la Ley	13.03	21
No Recepción de Notificaciones	13.04	21
Omisiones y Errores	13.05	21
Firma en las Notificaciones	13.06	21
Renuncia a Notificación	13.07	21
FUNCIONARIOS		
Elección o Nombramiento	7.01	10
Presidente de la Junta	7.02	10
Director General	7,03	10
Presidente	7,04	10
Vicepresidente	7,05	10
Secretario	7,06	10
Tesorero	7,07	II
Gerente General o Gerente	7,08	11
Facultades y Funciones de Otros Funcionarios	7.09	11
Modificación de Competencias y Funciones	7.10	11
Vacantes	7.11	11
Remuneración y Destitución	7.12	11
Agentes y Apoderados	7.13	12
Conflicto de Intereses	7.14	12
Pólizas de Fidelidad	7.15	12
PROTECCIÓN DE DIRECTORES, FUNCIONARIOS Y TERCEROS		
Conflicto de Intereses	6.01	8
Limitación de Responsabilidad	6.02	8
Indemnización	6.03	9
Seguros	6,04	9
ACCIONES		
No Reconocimiento de Fideicomisos	9.01	17

Títulos	9.02	17
Sustitución de Títulos de Acciones	9.03	17
Titulares Conjuntos	9.04	17
ASAMBLEAS DE ACCIONISTAS		
Asambleas Anuales	8.01	12
Asambleas Extraordinarias	8.02	12
Lugar de Celebración de las Asambleas	8.03	12
Fecha de Registro para Convocatorias	8.04	13
Convocatoria a Reuniones	8.05	13
Derecho de Voto	8.06	13
Lista de Accionistas con Derecho a Recibir Convocatorias	8.07	13
Reuniones sin Convocatoria Previa	8.08	14
Renuncia a Notificación	8.09	14
Presidente, Secretario y Escrutadores	8.10	14
Personas con Derecho a Estar Presentes	8.11	14
Quórum	8.12	15
Participación en Reuniones	8.13	15
Apoderados y Representantes	8.14	15
Plazo para la Presentación de Poderes	8.15	15
Accionistas Conjuntos	8.16	15
Votos Decisivos	8,17	16
Desarrollo de la Votación	8.18	16
Votaciones Secretas	8.19	16
Aplazamiento	8.20	16
Resolución en Sustitución de una Reunión	8.21	17
Un Único Accionista	8.22	17
TRANSFERENCIA DE VALORES		
Inscripción de Transferencias	10.01	18
Agentes de Transferencia y Registrador	10.02	18
Registros de Valores	10.03	18
Accionistas Fallecidos	10.04	19

Anexo C

Certificado de Condición

(ver el anexo)

Gobierno de Alberta

Número de Acceso Corporativo

2024122018

CERTIFICADO DE CONDICIÓN

Formulario 32

CERTIFICO QUE, DE CONFORMIDAD CON LOS REGISTROS OFICIALES DEL REGISTRO MERCANTIL

PAREX RESOURCES INC.
CONSTITUIDA MEDIANTE FUSIÓN EN ALBERTA EL 1 DE MARZO DE 2022
ES, A FECHA DE HOY, UNA SOCIEDAD VÁLIDA Y VIGENTE.

OTORGADO BAJO MI SELLO OFICIAL EN LA PROVINCIA DE ALBERTA.

FECHA: 14/08/2026

Anexo D

Resoluciones

"ADMISIÓN A COTIZACIÓN EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

CONSIDERANDO QUE Parex Resources Inc. (la "**Sociedad**") es una sociedad constituida y existente de conformidad con las leyes de la Provincia de Alberta (Canadá), de acuerdo con la Ley de Sociedades Mercantiles de Alberta (la "**ABCA**");

Y CONSIDERANDO QUE las acciones ordinarias de la Sociedad (las "**Acciones Ordinarias**") cotizan actualmente en la Bolsa de Toronto (la "**TSX**");

CONSIDERANDO QUE la TSX constituye, y seguirá constituyendo, la principal bolsa de valores y el mercado de origen de la Sociedad a efectos de la regulación de valores;

Y CONSIDERANDO QUE la dirección ha presentado a la Junta Directiva (la "**Junta**") una propuesta para solicitar la admisión a cotización de las Acciones Ordinarias en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (la "**BVC**"), manteniendo al mismo tiempo la cotización de la Sociedad en la TSX (la "**Iniciativa de Cotización en Colombia**");

Y CONSIDERANDO QUE la dirección ha informado a la Junta de que la Iniciativa de Cotización en Colombia tiene por objeto ampliar el acceso a las Acciones Ordinarias para los inversionistas colombianos, mejorar la visibilidad de la Sociedad en los mercados de capitales colombianos y facilitar una mayor liquidez en el mercado secundario para las Acciones Ordinarias;

Y CONSIDERANDO QUE la Sociedad, en la actualidad, no tiene la intención de emitir nuevas Acciones Ordinarias ni de realizar una oferta pública de valores en relación con la Iniciativa de Cotización en Colombia, y que dicha iniciativa hace referencia exclusivamente a la negociación en el mercado secundario de las Acciones Ordinarias en circulación;

Y CONSIDERANDO QUE la dirección ha informado a la Junta de que la Iniciativa de Negociación en Colombia tiene por objeto llevarse a cabo mediante el registro de la Sociedad como emisor extranjero, y de las Acciones Ordinarias, con el Registro Nacional de Valores y Emisores (el "**RNVE**") que lleva la Superintendencia Financiera de Colombia (la "**SFC**"), seguido de la cotización de las Acciones Ordinarias en la BVC;

Y CONSIDERANDO QUE la dirección ha informado además a la Junta de que, en su calidad de emisor extranjero inscrito en el RNVE, la Sociedad estaría sujeta a determinadas obligaciones de información periódica y de divulgación de información relevante en virtud de las leyes de Colombia;

Y CONSIDERANDO QUE la dirección ha informado a la Junta de que la custodia, la compensación y la liquidación de las Acciones Ordinarias negociadas en Colombia se verían facilitadas a través de las infraestructuras de mercado colombianas y canadienses aplicables y los acuerdos de custodia relacionados, incluyendo, según proceda, los sistemas administrados por la

BVC y el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. - Deceval ("**Deceval**") y sus afiliadas;

Y CONSIDERANDO QUE la Junta ha determinado que redunda en el mejor interés de la Sociedad solicitar la cotización de sus Acciones Ordinarias en la BVC, al tiempo que se mantiene su cotización en la TSX;

SE RESUELVE QUE:

1. Por medio de este documento se autoriza y aprueba la cotización de las Acciones Ordinarias de la Sociedad en la BVC, y se autoriza a la Sociedad a adoptar todas las medidas necesarias para solicitar, obtener y mantener la admisión a cotización de las Acciones Ordinarias en la BVC tras el registro de la Sociedad y de las Acciones Ordinarias en el RNVE.

2. Se autoriza a uno o varios directores o funcionarios de la Sociedad y/o a los apoderados autorizados por dichos funcionarios o directores mediante el otorgamiento de un poder notarial a preparar, aprobar, suscribir, presentar y certificar, en nombre de la Sociedad, todas las solicitudes, peticiones, declaraciones de registro y prospectos informativos/documentos, certificaciones, declaraciones, compromisos, dictámenes jurídicos, traducciones, notificaciones regulatorias, solicitudes de información y demás documentos ante la BVC, la SFC y cualquier otra autoridad reguladora o supervisora o infraestructura de mercado relevante, según sea necesario o aconsejable para llevar a cabo la cotización, incluido el registro de la Sociedad y de las Acciones Ordinarias de la Sociedad en el RNVE.

3. Por medio de este documento se autoriza a la dirección a contratar a los asesores jurídicos (que podrán actuar como apoderados de la Sociedad en relación con las actividades aquí descritas), asesores financieros y otros asesores profesionales en Colombia y Canadá que la dirección considere necesarios o convenientes para llevar a cabo la cotización, así como a negociar y celebrar los acuerdos de depósito, custodia o liquidación que sean necesarios.

4. Por medio de este documento se autoriza a la Sociedad a cumplir con todos los requisitos vigentes de divulgación, presentación de información y regulatorios impuestos por la SFC, la BVC y las leyes de Colombia aplicables en materia de valores en relación con la cotización en Colombia, incluyendo la presentación de informes financieros periódicos, la divulgación de hechos relevantes y cualquier otra presentación exigida a los emisores que cotizan en la BVC, así como a nombrar a un funcionario o director que sea legalmente responsable de dichas divulgaciones.

5. Por medio de este documento se autoriza a la dirección a negociar, suscribir y entregar los acuerdos de depósito, los acuerdos de custodia u otros acuerdos que sean necesarios para facilitar la negociación y la liquidación de las Acciones Ordinarias de la Sociedad en la BVC, incluyendo los acuerdos con Deceval S.A. o con cualquier otro depositario central de valores que sea necesario.

6. La Sociedad autoriza a la dirección a pagar todas las comisiones, gravámenes y demás montos pagaderos a la BVC, a Deceval, a la SFC y a otras infraestructuras de mercado en

relación con la Iniciativa de Negociación en Colombia y la negociación en curso de las Acciones Ordinarias en Colombia.

7. Por medio de este documento quedan ratificadas, confirmadas y aprobadas en todos sus aspectos todas las medidas adoptadas hasta la fecha por cualquier director, funcionario, empleado o agente de la Sociedad en relación con la cotización y los asuntos contemplados en las presentes resoluciones".

Anexo E

Personas Autorizadas para Actuar en nombre de Parex Resources Inc.

Funcionarios Autorizados - Parte I

Nombre:	Cargo
Imad Mohsen	Presidente y Director Ejecutivo
Cameron Grainger	Director Financiero
Eric Furlan	Director de Operaciones

Funcionarios Autorizados - Parte II

Nombre:	Cargo
Candace Herman	Secretaria General y Oficial de Privacidad

PAREX RESOURCES INC.

SECRETARY'S CERTIFICATE

In connection with the anticipated filing by Parex Resources Inc. (the "**Corporation**") of a prospectus for the registration of common shares of the Corporation in the Registro Nacional de Valores y Emisores and in the Bolsa de Valores de Colombia (the "**Prospectus**") in support of its application to list the common shares of the Corporation on the Bolsa de Valores de Colombia (the "**Listing Application**"), I, Candace Herman, in my capacity as Corporate Secretary and Privacy Officer of the Corporation hereby certify, in my capacity as an officer duly authorized on behalf of the Corporation and not in my personal capacity and without any personal liability, that:

(1) Attached hereto as Exhibit A is a true, correct and complete copy of the Certificate and Articles of Amalgamation of the Corporation (the "**Articles**"), unamended as of the date hereof, which are in full force and effect on the date hereof and which were in effect on the date that the Resolutions (as defined herein) were adopted. As of the date hereof, the Articles have not been amended, modified or revoked and no acts or proceedings have been taken or are pending to amend, repeal, supplement, surrender or cancel the Articles.

(2) Attached hereto as Exhibit B is a true, correct and complete copy of the Amended and Restated By-law No. 1 of the Corporation (the "**By-laws**"), unamended as of the date hereof, which is in full force and effect on the date hereof and which was in effect on the date that the Resolutions were adopted. As of the date hereof, the By-laws have not been amended, modified or revoked and no acts or proceedings have been taken or are pending to amend, repeal, supplement, surrender or cancel the By-laws.

(3) Attached hereto as Exhibit C is a true, correct and complete copy of a Certificate of Status issued by the Government of Alberta on August 14, 2026 (the "**Certificate of Status**") certifying that, as of August 14, 2026, the Corporation is a valid and subsisting corporation.

(4) Attached hereto as Exhibit D is a true, correct and complete copy of the resolutions duly adopted by the Board of Directors of the Corporation (the "**Board**") approving and authorizing, among other things, the Listing Application (the "**Resolutions**"). The Resolutions constitute all resolutions and actions of the Board or any committee constituted thereby with respect to the Listing Application, have not been amended, modified, annulled or revoked, and are in full force and effect on the date hereof.

(5) Each of the persons listed on Exhibit E hereto is a duly elected officer of the Corporation and: (a) such persons listed in Part I of Exhibit E are authorized to execute the Prospectus and any other document, certificate, or instrument for and on behalf of the Corporation in connection with the Listing Application and (b) such person listed in Part II of Exhibit E is authorized to execute confirmatory certificates, including this Secretary's Certificate, for and on behalf of the Corporation.

IN WITNESS WHEREOF, I have executed this Secretary's Certificate as of August 16, 2026.

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

By: _____
Name: Candace Herman
Title: Corporate Secretary and Privacy Officer

Declared before me at the
City of Calgary in the Province of Alberta,
this 16th day of August 2026

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Katherine Prusinkiewicz
A Notary Public in and for Alberta

Exhibit A

Certificate and Articles of Amalgamation

(see attached)

CORPORATE ACCESS NUMBER: 2024122018

Government of Alberta

BUSINESS CORPORATIONS ACT

CERTIFICATE

OF

AMALGAMATION

PAREX RESOURCES INC.
IS THE RESULT OF AN AMALGAMATION FILED ON 2022/03/01.

REGISTRAR OF CORPORATIONS

ARTICLES OF AMALGAMATION

Business Corporations Act
(Alberta)
Section 185

1. Name of Amalgamated Corporation:

Parex Resources Inc. 2024122018

2. The classes of shares, and any maximum number of shares that the Corporation is authorized to issue:

See Schedule "A" attached hereto

3. Restriction on share transfers, if any:

None

4. Number, or minimum and maximum number of directors:

Minimum one (1); Maximum of eleven (11)

5. If the corporation is restricted FROM carrying on a certain business or restricted TO carrying on a certain business, specify the restriction(s):

None

6. Other Provisions, if any:

See Schedule "B" attached hereto

7. Name of Amalgamating Corporations:	Corporate Access Number:
Parex Resources Inc.	2019415153
Parex Resources Holdings Ltd.	2016309870

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Kenneth G. Pinsky
Name of Person Authorizing (please print)

Signature

Chief Financial Officer and Corporate Secretary
Title (please print)

March 1, 2022
Date

This information is being collected for purposes of corporate registry records in accordance with the Business Corporations Act. Questions about the collection of this information can be directed to the Freedom of Information and Protection of Privacy Co-ordinator for Alberta Registries, Research and Program Support, 3rd Floor, Commerce Place, 10155 – 102 Street, Edmonton, Alberta T5J 4L4, (780) 422-7330.

11392554.1

BURNET, DUCKWORTH & PALMER LLP
03/01/2022
FILED: EP

SCHEDULE "A"

Unlimited number of common shares without nominal or par value to which shares shall be attached the following rights (i) to vote at any meeting of shareholders of the Corporation; (ii) to receive any dividend declared by the Corporation; and (iii) to receive the remaining property of the Corporation upon dissolution.

SCHEDULE "B"

a. The directors of the Corporation may, without authorization of the shareholders:

   i. borrow money on the credit of the Corporation;

   ii. issue, reissue, sell or pledge debt obligations of the Corporation;

   iii. subject to the Business Corporations Act of Alberta, give a guarantee on behalf of the Corporation to secure performance of an obligation of any person, and;

   iv. mortgage, hypothecate, pledge or otherwise create a security interest in all or any property of the Corporation, owned or subsequently acquired, to secure any obligation of the Corporation.

b. The directors may, by resolution, delegate the powers referred to in subsection (a) hereof to a director, a committee of directors or an officer.

c. The directors may, between annual general meetings, appoint one or more additional directors of the Corporation to serve until the next annual general meeting, but the number of additional directors shall not at any time exceed 1/3 of the number of directors who held office at the expiration of the last annual general meeting of the Corporation.

d. Meetings of the shareholders may be held at any place within Alberta or at any of the following cities: Vancouver, British Columbia; Victoria, British Columbia; Winnipeg, Manitoba; Toronto, Ontario; Ottawa, Ontario; Montreal, Quebec; or Halifax, Nova Scotia.

Articles of Amalgamation
For
PAREX RESOURCES INC.

Share Structure:	SEE SCHEDULE "A" ATTACHED HERETO
Share Transfers Restrictions:	NONE
Number of Directors:	
Min Number of Directors:	1
Max Number of Directors:	11
Business Restricted To:	NONE
Business Restricted From:	NONE
Other Provisions:	SEE SCHEDULE "B" ATTACHED HERETO

Registration Authorized By: LINDSAY COX
SOLICITOR

SCHEDULE "A"

Unlimited number of common shares without nominal or par value to which shares shall be attached the following rights (i) to vote at any meeting of shareholders of the Corporation; (ii) to receive any dividend declared by the Corporation; and (iii) to receive the remaining property of the Corporation upon dissolution

SCHEDULE "B"

a. The directors of the Corporation may, without authorization of the shareholders:

i. borrow money on the credit of the Corporation;

ii. issue, reissue, sell or pledge debt obligations of the Corporation;

iii. subject to the Business Corporations Act of Alberta, give a guarantee on behalf of the Corporation to secure performance of an obligation of any person, and;

iv. mortgage, hypothecate, pledge or otherwise create a security interest in all or any property of the Corporation, owned or subsequently acquired, to secure any obligation of the Corporation.

b. The directors may, by resolution, delegate the powers referred to in subsection (a) hereof to a director, a committee of directors or an officer.

c. The directors may, between annual general meetings, appoint one or more additional directors of the Corporation to serve until the next annual general meeting, but the number of additional directors shall not at any time exceed 1/3 of the number of directors who held office at the expiration of the last annual general meeting of the Corporation.

d. Meetings of the shareholders may be held at any place within Alberta or at any of the following cities: Vancouver, British Columbia; Victoria, British Columbia; Winnipeg, Manitoba; Toronto, Ontario; Ottawa, Ontario; Montreal, Quebec; or Halifax, Nova Scotia.

Exhibit B

Amended and Restated By-law No. 1

(see attached)

GENERAL BY-LAW

AMENDED AND RESTATED BY-LAW NO. 1

A BY-LAW RELATING GENERALLY TO THE CONDUCT OF THE AFFAIRS OF

PAREX RESOURCES INC.

(hereinafter called the "Corporation")

IT IS HEREBY ENACTED as a by-law of the Corporation as follows:

DIVISION ONE
INTERPRETATION

1.01 In the by-laws of the Corporation, unless the context otherwise specifies or requires:

a. "Act" means the *Business Corporations Act* of Alberta, as from time to time amended and every statute that may be substituted therefore and, in the case of such substitution, any references in the by-laws of the Corporation to provisions of the Act shall be read as references to the substituted provisions therefore in the new statute or statutes;

b. "Applicable Securities Laws" means the applicable securities legislation of each relevant province and territory of Canada, as amended from time to time, the rules, regulations and forms made or promulgated under any such statute and the published national instruments, multilateral instruments, policies, bulletins and notices of the securities commission and similar regulatory authority of each province and territory of Canada;

c. "appoint" includes "elect" and vice versa;

d. "articles" means the articles of incorporation or continuance of the Corporation, as from time to time amended or restated;

e. "board" means the board of directors of the Corporation;

f. "business day" means a day which is not a non-business day;

g. "by-laws" means this by-law and all other by-laws of the Corporation from time to time in force and effect;

h. "meeting of shareholders" includes an annual and a special meeting of shareholders;

i. "Nominating Shareholder" has the meaning ascribed thereto in section 4.03 of this by-law;

j. "Notice Date" has the meaning ascribed thereto in section 4.03 of this by-law;

k. "non-business day" means Saturday, Sunday and any other day that is a holiday as from time to time defined in *The Interpretation Act* of Alberta;

l. "public announcement" shall mean disclosure in a press release reported by a national news service in Canada, or in a document publicly filed by the Corporation under its profile on the System of Electronic Document Analysis and Retrieval at www.sedar.com;

m. "Regulations" means the regulations under the Act as published or from time to time amended and every regulation that may be substituted therefore and, in the case of such substitution, any references in the by-laws of the Corporation to provisions of the Regulations shall be read as references to the substituted provisions therefore in the new regulations;

n. "signing officer" means, in relation to any instrument, any person authorized to sign the same on behalf of the Corporation by virtue of section 3.01 of this by-law or by a resolution passed pursuant thereto; and

o. "special meeting of shareholders" means a meeting of any particular class or classes of shareholders and a meeting of all shareholders entitled to vote at any annual meeting of shareholders at which special business is to be transacted.

Save as aforesaid, all terms which are contained in the by-laws of the Corporation and which are defined in the Act or the Regulations shall, unless the context otherwise specifies or requires, have the meanings given to such terms in the Act or the Regulations. Words importing the singular number include the plural and vice versa; the masculine shall include the feminine; and the word "person" shall include an individual, partnership, association, body corporate, body politic, trustee, executor, administrator and legal representative.

Headings used in the by-laws are inserted for reference purposes only and are not to be considered or taken into account in construing the terms or provisions thereof or to be deemed in any way to clarify, modify or explain the effect of any such terms or provisions.

DIVISION TWO
BANKING AND SECURITIES

2.01 Banking Arrangements

The banking business of the Corporation including, without limitation, the borrowing of money and the giving of security therefore, shall be transacted with such banks, trust companies or other bodies corporate or organizations or any other persons as may from time to time be designated by or under the authority of the board. Such banking business or any part thereof shall be transacted under such agreements, instructions and delegations of power as the board may from time to time prescribe or authorize.

2.02 Voting Rights in Other Bodies Corporate

The signing officers of the Corporation may execute and deliver instruments of proxy and arrange for the issuance of voting certificates or other evidence of the right to exercise the voting rights attaching to any securities held by the Corporation. Such instruments, certificates or other evidence shall be in favour of such person or persons as may be determined by the officers executing such proxies or arranging for the issuance of such voting certificates or evidence of the right to exercise such voting

rights. In addition, the board, or failing the board, the signing officers of the Corporation, may direct the manner in which and the person or persons by whom any particular voting rights or class of voting rights may or shall be exercised.

DIVISION THREE
EXECUTION OF INSTRUMENTS

3.01 Authorized Signing Officers

Unless otherwise authorized by the board, deeds, transfers, assignments, contracts, obligations, certificates and other instruments may be signed on behalf of the Corporation by any two of the president, chairman of the board, managing director, any vice-president, any director, secretary, treasurer, any assistant secretary or any assistant treasurer or any other officer created by by-law or by the board. In addition, the board may from time to time direct the manner in which and the person or persons by whom any particular instrument or class of instruments may or shall be signed. Any signing officer may affix the corporate seal to any instrument requiring the same, but no instrument is invalid merely because the corporate seal is not affixed thereto.

3.02 Cheques, Drafts and Notes

All cheques, drafts or orders for the payment of money and all notes and acceptances and bills of exchange shall be signed by such officer or person or persons, whether or not officers of the Corporation, and in such manner as the board may from time to time designate by resolution.

DIVISION FOUR
DIRECTORS

4.01 Number

The board shall consist of such number of directors as is fixed by the articles, or where the articles specify a variable number, shall consist of such number of directors as is not less than the minimum nor more than the maximum number of directors provided in the articles and as shall be fixed from time to time by resolution of the shareholders.

4.02 Election and Term

Subject to the articles or a unanimous shareholder agreement, the election of directors shall take place at each annual meeting of shareholders and all of the directors then in office, unless elected for a longer period of time (not to exceed the close of the third (3rd) annual meeting of shareholders following election), shall retire but, if qualified, shall be eligible for re-election. The number of directors to be elected at any such meeting shall, subject to the articles or a unanimous shareholder agreement, be the number of directors then in office, or the number of directors whose terms of office expire at the meeting, as the case may be, except that, if cumulative voting is not required by the articles and the articles otherwise permit, the shareholders may resolve to elect some other number of directors. Where the shareholders adopt an amendment to the articles to increase the number or minimum number of directors, the shareholders may, at the meeting at which they adopt the amendment, elect the additional number of directors authorized by the amendment. Notwithstanding the right to elect additional directors, such election must comply with the timely notice requirements set out in section 4.03. If an election of directors is not held at the proper time, the incumbent directors shall continue in office until their

successors are elected. If the articles provide for cumulative voting, each director elected by shareholders (but not directors elected or appointed by creditors or employees) ceases to hold office at the annual meeting and each shareholder entitled to vote at an election of directors has the right to cast a number of votes equal to the number of votes attached to the shares held by him multiplied by the number of directors he is entitled to vote for, and he may cast all such votes in favour of one candidate or distribute them among the candidates in any manner. If he has voted for more than one candidate without specifying the distribution among such candidate, he shall be deemed to have divided his votes equally among the candidates for whom he voted.

4.03 Advance Notice Nomination of Directors

a. Only persons who are nominated in accordance with the following procedures shall be eligible for election as directors of the Corporation. Nominations of persons for election to the board may be made at any annual meeting of shareholders, or at any special meeting of shareholders if one of the purposes for which the special meeting was called is the election of directors. Such nominations may be made in the following manner:

   i. by or at the direction of the board, including pursuant to a notice of meeting;

   ii. by or at the direction or request of one or more shareholders of the Corporation pursuant to a "proposal" made in accordance with section 136(1) of the Act, or a requisition of the shareholders made in accordance with section 142(1) of the Act; or

   iii. by any person (a "**Nominating Shareholder**") who: (A) at the close of business on the date of the giving by the Nominating Shareholder of the notice provided for below in this By-Law and at the close of business on the record date for notice of such meeting, is entered in the securities register of the Corporation as a holder of one or more shares carrying the right to vote at such meeting or who beneficially owns shares that are entitled to be voted at such meeting and provides evidence of such beneficial ownership to the Corporation; and (B) complies with the notice procedures set forth below in this by-law.

b. In addition to any other requirements under applicable laws, for a nomination to be made by a Nominating Shareholder, the Nominating Shareholder must have given notice thereof that is both timely (in accordance with section 4.03(c) below) and in proper written form (in accordance with section 4.03(d) below) to the Chief Financial Officer of the Corporation at the principal executive offices of the Corporation.

c. To be timely, a Nominating Shareholder's notice to the Chief Financial Officer of the Corporation must be made:

   i. in the case of an annual meeting of shareholders, not later than the close of business on the 30th day prior to the date of the annual meeting of shareholders; provided, however, that in the event that the annual meeting of shareholders is to be held on a date that is less than 50 days after the date (the "**Notice Date**") on which the first public announcement of the date of the annual meeting was made, notice by the Nominating Shareholder may be made not later than the close of business on the tenth (10th) day following the Notice Date; and

ii. in the case of a special meeting (which is not also an annual meeting) of shareholders called for the purpose of electing directors (whether or not called for other purposes), not later than the close of business on the fifteenth (15th) day following the day on which the first public announcement of the date of the special meeting of shareholders was made,

provided that, in either instance, if notice-and-access (as defined in Applicable Securities Laws) is used for delivery of proxy related materials in respect of a meeting described in paragraph i. or ii. above, and the notice date in respect of the meeting is not less than 50 days before the date of the meeting, the notice must be received not later than the close of business on the 40th day before the date of the meeting.

To the extent that the applicable annual meeting or special meeting of shareholders is adjourned or postponed, the time periods for the giving of a Nominating Shareholder's notice set forth above shall be calculated based on the new adjourned or postponed date of the annual meeting or special meeting of shareholders and not based on the original date of such meeting.

d. To be in proper written form, a Nominating Shareholder's notice to the Chief Financial Officer of the Corporation must set forth:

i. as to each person whom the Nominating Shareholder proposes to nominate for election as a director: (A) the name, age, business address and residential address of the person; (B) the principal occupation, business or employment of the person for the most recent five years, and the name and principal business of any company in which any such employment is carried on; (C) the citizenship of such person; (D) the number of securities of each class or series of securities in the capital of the Corporation which are owned beneficially or of record by the person or under the control or direction, directly or indirectly, of the person as of the record date for the meeting of shareholders (if such date shall then have been made publicly available and shall have occurred) and as of the date of such notice; (E) such person's written consent to being named in the notice as a nominee and to serving as a director of the Corporation if elected; and (F) any other information relating to the person that would be required to be disclosed in a dissident's proxy circular in connection with solicitations of proxies for election of directors pursuant to the Act and Applicable Securities Laws (as defined below); and

ii. as to the Nominating Shareholder giving the notice: (A) the name and address of such Nominating Shareholder, as they appear on the securities register of the Corporation; (B) the number of securities of each class or series of securities of the Corporation owned of record and beneficially by, or under the control or direction of, directly or indirectly, such Nominating Shareholder; (C) full particulars regarding any agreement, arrangement or understanding with respect to the nomination between or among such Nominating Shareholder, any of their respective affiliates or associates, and any others acting jointly or in concert with any of the foregoing, including the nominee; (D) full particulars regarding any agreement, arrangement or understanding (including any derivative or short positions, profit interests, options, warrants, convertible securities, stock appreciation or similar rights, hedging transactions, and borrowed or loaned shares) that has been entered into as of the date of the notice by, or on behalf of, such Nominating Shareholder, whether or not such instrument or right shall be subject to settlement in underlying securities of the Corporation, the effect or intent of which is to mitigate loss to, manage risk or benefit of share price changes for, or increase or decrease the voting

power of, such Nominating Shareholder with respect to securities of the Corporation; (E) full particulars regarding any proxy, contract, agreement, arrangement or understanding pursuant to which such Nominating Shareholder has a right to vote or direct or control the voting of any securities of the Corporation; and (F) any other information relating to such Nominating Shareholder that would be required to be made in a dissident's proxy circular in connection with solicitations of proxies for election of directors pursuant to the Act and Applicable Securities Laws (as defined below).

The Corporation may require any proposed nominee to furnish such other information and documents as may be required by the Act, Applicable Securities Laws and applicable stock exchange rules to determine the eligibility of such proposed nominee to serve as an independent director of the Corporation.

In addition, a Nominating Shareholder's notice shall be promptly updated and supplemented, if necessary, so that the information provided or required to be provided in such notice shall be true and correct as of the record date for the meeting.

e. No person shall be eligible for election as a director of the Corporation unless nominated in accordance with the provisions of this section 4.03; provided, however, that nothing in this section 4.03 shall be deemed to preclude discussion by a shareholder (as distinct from the nomination of directors) at a meeting of shareholders of any matter that is properly before such meeting pursuant to the provisions of the Act or the discretion of the chairman. The chairman of the meeting shall have the power and duty to determine whether a nomination was made in accordance with the procedures set forth in the foregoing provisions and, if any proposed nomination is not in compliance with such foregoing provisions, to declare that such defective nomination shall be disregarded.

f. Notwithstanding any other provision of this section 4.03, notice given to the Chief Financial Officer of the Corporation pursuant to this section 4.03 may only be given by personal delivery, facsimile transmission or by email (at such email address as may be stipulated from time to time by the Chief Financial Officer of the Corporation for purposes of this notice), and shall be deemed to have been given and made only at the time it is served by personal delivery to the Chief Financial Officer at the address of the principal executive offices of the Corporation, email (at the address as aforesaid) or sent by facsimile transmission (provided that receipt of confirmation of such transmission has been received); provided that if such delivery or electronic communication is made on a day which is a not a business day or later than 5:00 p.m. (Calgary time) on a day which is a business day, then such delivery or electronic communication shall be deemed to have been made on the next following day that is a business day.

g. In addition to the provisions of this section 4.03, a Nominating Shareholder and any individual nominated by the Nominating Shareholder shall also comply with all of the applicable requirements of the Act, Applicable Securities Laws and applicable stock exchange rules regarding the matters set forth herein.

h. Notwithstanding the foregoing, the board may, in its sole discretion, waive any requirement in this section 4.03.

4.04 Removal of Directors

Subject to the Act, the articles and section 4.03, the shareholders may by ordinary resolution passed at a special meeting remove any director from office, except a director elected by employees or creditors pursuant to the articles or a unanimous shareholder agreement, and the vacancy created by such removal may be filled at the same meeting, failing which it may be filled by the board. However, if the articles provide for cumulative voting, no director shall be removed pursuant to this section where the votes cast against the resolution for his removal would, if cumulatively voted at an election of the full board, be sufficient to elect one or more directors.

4.05 Consent

A person who is elected or appointed a director is not a director unless:

a. he was present at the meeting when he was elected or appointed and did not refuse to act as a director, or

b. if he was not present at the meeting when he was elected or appointed:

i. he consented in writing to act as a director before his election or appointment or within ten (10) days after it, or

ii. he has acted as a director pursuant to the election or appointment.

4.06 Vacation of Office

A director of the Corporation ceases to hold office when:

a. he dies or resigns;

b. he is removed in accordance with section 109 of the Act; or

c. he becomes disqualified under subsection 105(1) of the Act.

4.07 Committee of Directors

The directors may appoint from among their number a managing director, who must be a resident Canadian, or a committee of directors, however designated, of which at least one-quarter of the members must be resident Canadians, and subject to section 115 of the Act may delegate to the managing director or such committee any of the powers of the directors. A committee may be comprised of one director.

4.08 Transaction of Business of Committee

Subject to the provisions of this by-law with respect to participation in a meeting, the powers of a committee of directors may be exercised by a meeting at which a quorum is present or by resolution in writing signed by all of the members of such committee who would have been entitled to vote on that resolution at a meeting of the committee. Meetings of such committee may be held at any

place in or outside Alberta and may be called by any one member of the committee giving notice in accordance with the by-laws governing the calling of meetings of the board.

4.09 Procedure

Unless otherwise determined herein or by the board, each committee shall have the power to fix its quorum at not less than a majority of its members, to elect its chairman and to regulate its procedure.

4.10 Remuneration and Expenses

Subject to any unanimous shareholder agreement, the directors shall be paid such remuneration for their services as the board may from time to time determine. The directors shall also be entitled to be reimbursed for travelling and other expenses properly incurred by them in attending meetings of the board or any committee thereof. Nothing herein contained shall preclude any director from serving the Corporation in any other capacity and receiving remuneration therefor.

4.11 Vacancies

Subject to the Act, a quorum of the board may fill a vacancy among the directors, except a vacancy resulting from an increase in the number or minimum number of directors or from a failure to elect the number or minimum number of directors required by the articles. If there is not a quorum of directors, or if there has been a failure to elect the number or minimum number of directors required by the articles, the directors then in office shall forthwith call a special meeting of shareholders to fill the vacancy and, if they fail to call a meeting or if there are no directors then in office, the meeting may be called by any shareholder.

4.12 Action by the Board

Subject to any unanimous shareholder agreement, the board shall manage or supervise the management of the business and affairs of the Corporation. Notwithstanding a vacancy among the directors, a quorum of directors may exercise all the powers of the directors. If the Corporation has only one director, that director may constitute a meeting.

DIVISION FIVE
MEETING OF DIRECTORS

5.01 Place of Meeting

Meetings of the board may be held at any place within or outside Alberta.

5.02 Notice of Meeting

Unless the board has made regulations otherwise, meetings of the board may be summoned on twenty-four (24) hours' notice, given verbally or in writing, and whether by means of telephone or telegraph, electronic means in accordance with the provisions of the *Electronic Transactions Act*, or any other means of communication. A notice of a meeting of directors need not specify the purpose of or the business to be transacted at the meeting except where the Act requires such purpose or business to be specified, including any proposal to:

a. submit to the shareholders any question or matter requiring approval of the shareholders;

b. fill a vacancy among the directors or in the office of auditor;

c. appoint additional directors;

d. issue securities, except in the manner and on the terms authorized by the board;

e. declare dividends;

f. purchase, redeem or otherwise acquire shares issued by the Corporation, except in the manner and on the terms authorized by the board;

g. pay a commission for the sale of shares;

h. approve a management proxy circular;

i. approve any financial statements to be placed before the shareholders at an annual meeting; or

j. adopt, amend or repeal by-laws.

Provided, however, that a director may in any manner, and either before or after the meeting, waive notice of a meeting and attendance of a director at a meeting of the board shall constitute a waiver of notice of the meeting except where a director attends a meeting for the express purpose of objecting to the transaction of any business on the grounds that the meeting is not lawfully called.

For the first meeting of the board to be held immediately following an election of directors no notice of such meeting shall be necessary, and for a meeting of the board at which a director is to be appointed to fill a vacancy in the board, no notice of such meeting shall be necessary to the newly elected or appointed director or directors in order to legally constitute the meeting, provided, in each case, that a quorum of the directors is present.

5.03 Adjourned Meeting

Notice of an adjourned meeting of the board is not required if the time and place of the adjourned meeting is announced at the original meeting.

5.04 Calling of the Meetings

Meetings of the board shall be held from time to time at such time and at such place as the board, the chairman of the board, the managing director, the president or any two directors may determine. Should more than one of the above-named call a meeting at or for substantially the same time, there shall be only one meeting held and such meeting shall occur at the time and place determined by, in order of priority, the board, any two directors, the chairman, or the president.

5.05 Regular Meetings

The board may, from time to time, appoint a day or days in any month or months for regular meetings of the board at a place and hour to be named. A copy of any resolution of the board fixing the place and time of such regular meetings shall be sent to each director forthwith after being passed, and forthwith to each director subsequently elected or appointed, but no other notice shall be

required for any such regular meeting except where the Act or this by-law requires the purpose thereof or the business to be transacted thereat to be specified.

5.06 Chairman

The chairman of any meeting of the board shall be the first mentioned of such of the following officers as have been appointed and who is a director and is present at the meeting: chairman of the board, managing director or president. If no such officer is present, the directors present shall choose one of their number to be chairman.

5.07 Quorum

Subject to the following section 5.08, the quorum for the transaction of business at any meeting of the board shall consist of a majority of the directors holding office or such greater number of directors as the board may from time to time determine.

5.08 One-Quarter Canadian Representation at Meetings

Directors shall not transact business at a meeting of directors unless at least one-quarter of the directors present are resident Canadians. Notwithstanding the foregoing, directors may transact business at a meeting of directors when less than one-quarter of the directors present are resident Canadians if:

a. a resident Canadian director who is unable to be present approves in writing or by electronic means, telephone or other communications facilities the business transacted at the meeting; and

b. the number of resident Canadian directors present at the meeting, together with any resident Canadian director who gives his approval under clause (a), totals at least one-quarter of the directors present at the meeting.

5.09 Voting

Questions arising at any meeting of the board shall be decided by a majority of votes, and in the event of any equality of votes, the chairman of the meeting shall not be entitled to a second or casting vote.

5.10 Participation in Meeting

A director may participate in a meeting of the board or a committee of the board by electronic means, telephone, or other communication facilities as permit all persons participating in the meeting to hear or otherwise communicate with each other, and a director participating in such meeting by such means is deemed to be present at the meeting.

5.11 Resolution in Lieu of Meeting

Notwithstanding any of the foregoing provisions of this by-law, a resolution in writing signed by all the directors entitled to vote on that resolution at a meeting of the board or a committee of directors is as valid as if it had been passed at a meeting of the board or committee of directors, as the case may be. A copy of every such resolution shall be kept with the minutes of the proceedings of the

directors or committee of directors. Any such resolution in writing is effective for all purposes at such time as the resolution states regardless of when the resolution is signed and may be signed in counterpart.

5.12 Amendments to the Act

It is hereby affirmed that the intention of sections 4.07, 5.08 and 7.03, as they relate to Canadian representation, is to comply with the minimum requirements of the Act and in the event that such minimum requirements shall be amended, deleted or replaced such that no, or lesser, requirements with respect to Canadian representation are then in force, such sections shall be deemed to be correspondingly amended, deleted or replaced without any further act of the directors or shareholders of the Corporation.

DIVISION SIX
PROTECTION OF DIRECTORS, OFFICERS AND OTHERS

6.01 Conflict of Interest

A director or officer shall not be disqualified from his office, or be required to vacate his office, by reason only that he is a party to, or is a director or officer or has a material interest in any person who is a party to, a material contract or material transaction or proposed material contract or proposed material transaction with the Corporation or a subsidiary thereof. Such a director or officer shall, however, disclose the nature and extent of his interest in the contract or transaction or proposed contract or transaction at the time and in the manner provided by the Act. Subject to the provisions of the Act, a director or officer shall not by reason only of his office be accountable to the Corporation or to its shareholders for any profit or gain realized from such a contract or transaction, and such contract or transaction shall not be void or voidable by reason only of the director's interest therein, provided that the required declaration and disclosure of interest is properly made, the contract or transaction is approved by the directors or shareholders, if necessary, and it was fair and reasonable to the Corporation at the time it was approved and, if required by the Act, the director refrains from voting as a director on the contract or transaction.

Even if the above conditions are not met, a director or officer acting honestly and in good faith shall not be accountable to the Corporation or to its shareholders for any profit realized from a material contract or material transaction for which disclosure is required by the Act, and such contract or transaction shall not be void or voidable by reason only of the director or officer's interest therein, provided that the material contract or material transaction was approved or confirmed by special resolution at a meeting of the shareholders, disclosure of the interest was made to the shareholders in a manner sufficient to indicate its nature before such contract or transaction was approved or confirmed, and such contract or transaction was reasonable and fair to the Corporation at the time it was approved or confirmed.

6.02 Limitation of Liability

Every director and officer of the Corporation, in exercising his powers and discharging his duties, shall act honestly and in good faith with a view to the best interests of the Corporation and shall exercise the care, diligence and skills that a reasonably prudent person would exercise in comparable circumstances. Subject to the foregoing, no director or officer, for the time being of the Corporation, shall be liable for the acts, neglects or defaults of any other director or officer or employee or for joining in any act for conformity, or for any loss, damage or expense happening to the Corporation through the

insufficiency or deficiency of title to any property acquired by the Corporation or for or on behalf of the Corporation or for the insufficiency or deficiency of any security in or upon which any of the moneys of or belonging to the Corporation shall be placed out or invested or for any loss, conversion, misapplication or misappropriation of or any damage resulting for any dealings with any moneys, securities or other assets belonging to the Corporation or for any loss or damage arising from the bankruptcy, insolvency or tortious acts of any person with whom any of the moneys, securities or effects of the Corporation shall be deposited, or for any other loss, damage or misfortune whatever which may happen in the execution of the duties of his respective office or trust or in relation thereto; provided that nothing herein shall relieve any director or officer from the duty to act in accordance with the Act and the Regulations thereunder or from liability for any breach thereof. The directors, for the time being of the Corporation, shall not be under any duty or responsibility in respect of any contract, act or transaction whether or not made, done or entered into in the name or on behalf of the Corporation, except such as shall have been submitted to and authorized or approved by the board.

No act or proceeding of any director or officer or the board shall be deemed invalid or ineffective by reason of the subsequent ascertainment of any irregularity in regard to such act or proceeding or the election, appointment or qualification of such director or officer or board.

6.03 Indemnity

Subject to section 124 of the Act, the Corporation shall indemnify a director or officer of the Corporation, a former director or officer of the Corporation or a person who acts or acted at the Corporation's request as a director or officer of a body corporate of which the Corporation is or was a shareholder or creditor, and his heirs and legal representatives, against all costs, charges and expenses, including an amount paid to settle an action or satisfy a judgment, reasonably incurred by him in respect of any civil, criminal or administrative action or proceeding to which he is made a party by reason of being or having been a director or officer of the Corporation or body corporate, if:

a. he acted honestly and in good faith with a view to the best interests of the Corporation; and

b. in the case of a criminal or administrative action or proceeding that is enforced by a monetary penalty, he had reasonable grounds for believing that his conduct was lawful.

The Corporation shall also indemnify such persons in such other circumstances as the Act permits or requires. Nothing herein contained shall limit the right of any person entitled to indemnity to claim indemnity apart from the provisions of this section 6.03.

6.04 Insurance

The Corporation may purchase and maintain insurance for the benefit of any person referred to in section 6.03 against any liability incurred by him:

a. in his capacity as a director or officer of the Corporation, except where the liability relates to his failure to act honestly and in good faith with a view to the best interests of the Corporation; or

b. in his capacity as a director or officer of another body corporate where he acts or acted in that capacity at the Corporation's request, except where the liability relates to his failure to act honestly and in good faith with a view to the best interests of the body corporate.

DIVISION SEVEN
OFFICERS

7.01 Election or Appointment

Subject to any unanimous shareholder agreement, the board may, from time to time, appoint a chairman of the board, a president, one or more vice-presidents, a secretary, a treasurer and such other officers as the board may determine, including one or more assistants to any of the officers so appointed. The board may specify the duties of and, in accordance with this by-law and subject to the provisions of the Act, delegate to such officers powers to manage the business and affairs of the Corporation. Except for a managing director and a chairman of the board who must be directors, an officer may, but need not be, a director and one person may hold more than one office.

7.02 Chairman of the Board

The chairman of the board shall, when present, preside at all meetings of the board, committees of directors and at all meetings of shareholders.

If no managing director is appointed, the board may assign to the chairman of the board any of the powers and duties that, by any provision of this by-law, are assigned to the managing director; and he shall, subject to the provisions of the Act, have such other powers and duties as the board may specify. During the absence or disability of the chairman of the board, his duties shall be performed and his powers exercised by the managing director, if any, or by the president.

7.03 Managing Director

The managing director, if any, shall be a resident Canadian and shall have, subject to the authority of the board, general supervision of the business and affairs of the Corporation; and he shall, subject to the provisions of the Act, have such other powers and duties as the board may specify.

7.04 President

The president shall, subject to the authority of the board and the managing director, if any, have such powers and duties as the board may specify. During the absence or disability of the managing director, or if no managing director has been appointed, the president shall also have the powers and duties of that office; provided, however, that unless he is a director he shall not preside as chairman at any meeting of the board or of a committee of directors.

7.05 Vice-President

During the absence or disability of the president, his duties shall be performed and his powers exercised by the vice-president or, if there is more than one, by the vice-president designated from time to time by the board or the president; provided, however, that a vice-president who is not a director shall not preside as chairman at any meeting of the board or of a committee of directors. A vice-president shall have such other powers and duties as the board or the president may prescribe.

7.06 Secretary

The secretary shall attend and be the secretary of all meetings of the board, shareholders and committees of directors and shall enter or cause to be entered in records kept for that purpose minutes

4P

of all proceedings thereat; he shall give or cause to be given, as and when instructed, all notices to shareholders, directors, officers, auditors and members of committees of the board; he shall be the custodian of the stamp or mechanical device generally used for affixing the corporate seal of the Corporation and of all books, papers, records, documents and instruments belonging to the Corporation, except when some other officer or agent has been appointed for that purpose; and he shall have such other powers and duties as the board or the chief executive officer, if any, may specify.

7.07 Treasurer

The treasurer shall keep proper accounting records in compliance with the Act and shall be responsible for the deposit of money, the safekeeping of securities and the disbursement of the funds of the Corporation; he shall render to the board whenever required an account of all his transactions and he shall have such other powers and duties as the board or chief executive officer, if any, or the president may specify.

7.08 General Manager or Manager

If elected or appointed, the general manager shall have, subject to the authority of the board, the managing director, if any, the chief executive officer, if any, and the president, full power to manage and direct the business and affairs of the Corporation (except such matters and duties as by law must be transacted or performed by the board and/or by the shareholders) and to employ and discharge agents and employees of the Corporation and may delegate to him or them any lesser authority. A general manager or manager shall conform to all lawful orders given to him by the board and shall at all reasonable times give to the directors or any of them all information they may require regarding the affairs of the Corporation. Any agent or employee appointed by a general manager or manager shall be subject to discharge by the board.

7.09 Powers and Duties of Other Officers

The powers and duties of all other officers shall be such as the terms of their engagement call for or as the board, the managing director, if any, or the chief executive officer, if any, or the president may specify. Any of the powers and duties of an officer to whom an assistant has been appointed may be exercised and performed by such assistant, unless the board or the chief executive officer, if any, or the president otherwise directs.

7.10 Variation of Powers and Duties

The board may from time to time and subject to the provisions of the Act, vary, add to or limit the powers and duties of any officer.

7.11 Vacancies

If the office of any officer of the Corporation shall be or become vacant by reason of death, resignation, disqualification or otherwise, the board, by resolution, may appoint a person to fill such vacancy.

7.12 Remuneration and Removal

The remuneration of all officers appointed by the board shall be determined from time to time by resolution of the board. The fact that any officer or employee is a director or shareholder of the

Corporation shall not disqualify him from receiving such remuneration as may be determined. All officers shall be subject to removal by resolution of the board at any time, with or without cause, notwithstanding any agreement to the contrary, provided however that this right of removal shall not limit in any way such officer's right to damages by virtue of such agreement or any other rights resulting from such removal in law or equity.

7.13 Agents and Attorneys

The Corporation, by or under the authority of the board, shall have power from time to time to appoint agents or attorneys for the Corporation in or outside Canada with such powers (including the power to sub-delegate) of management, administration or otherwise as may be thought fit.

7.14 Conflict of Interest

An officer shall disclose his interest in any material contract or material transaction or proposed material contract or proposed material transaction with the Corporation in accordance with section 6.01.

7.15 Fidelity Bonds

The board may require such officers, employees and agent of the Corporation, as the board deems advisable, to furnish bonds for the faithful discharge of their powers and duties, in such forms and with such surety as the board may from time to time determine.

DIVISION EIGHT
SHAREHOLDERS' MEETINGS

8.01 Annual Meetings

Subject to the Act, the annual meeting of shareholders shall be held at such time and on such day in each year and at such place or places as the board, the chairman of the board, the managing director or the president may from time to time determine, for the purpose of considering the financial statements and reports required by the Act to be placed before the annual meeting, electing directors, appointing auditors if required by the Act or the articles, and for the transaction of such other business as may properly be brought before the meeting.

8.02 Special Meetings

The board shall have the power to call a special meeting of shareholders at any time.

8.03 Place of Meetings

Meetings of shareholders shall be held as provided for in the articles, or failing any reference in the articles, at such place in Alberta as the board may determine. Subject to the Act, if the directors or the shareholders of the Corporation call a meeting of shareholders, the directors or the shareholders, as the case may be, may determine that the meeting shall be held entirely by electronic means, telephone or other communication facility that permits all participants to communicate adequately with each other during the meeting.

8.04 Record Date for Notice

The board may fix in advance a date, preceding the date of any meeting of shareholders by not more than fifty (50) days and not less than twenty-one (21) days, as a record date for the determination of shareholders entitled to notice of or to vote at the meeting. If no record date is fixed, the record date for the determination of the shareholders entitled to receive notice of or to vote at the meeting shall be the close of business on the date immediately preceding the day on which the notice is given or, if no notice is given, the day on which the meeting is held.

8.05 Notice of Meeting

Notice of the time and place of each meeting of shareholders shall be sent not less than twenty-one (21) days and not more than fifty (50) days before the meeting to each shareholder entitled to vote at the meeting, each director and the auditor of the Corporation. Such notice may be sent by electronic means in accordance with the *Electronic Transactions Act*, or by mail addressed to, or may be delivered personally to, the shareholder, at his latest address as shown in the records of the Corporation or its transfer agent, to the director, at his latest address as shown in the records of the Corporation or in the last notice filed pursuant to section 106 or 113 of the Act, or to the auditor, at his most recent address as shown in the records of the Corporation. A notice of meeting of shareholders sent by mail to a shareholder, director or auditor in accordance with the above is deemed to be served on the day on which it was deposited in the mail. A notice of a meeting is not required to be sent to shareholders who are not registered on the records of the Corporation or its transfer agent on the record date as determined according to section 8.04 hereof. Notice of a meeting of shareholders at which special business is to be transacted shall state the nature of such business in sufficient detail to permit the shareholder to form a reasoned judgment thereon and shall state the text of any special resolution to be submitted to the meeting. A special meeting and an annual meeting may be convened by one and the same notice and it shall not be an objection to the notice that it only convenes the second meeting contingently on any resolution being passed by the requisite majority at the first meeting.

8.06 Right to Vote

Subject to the provisions of the Act as to authorized representatives of any other body corporate, at any meeting of shareholders in respect of which the Corporation has prepared the list referred to in section 8.07 hereof, every person who is named in such list shall be entitled to vote the shares shown thereon opposite his name except to the extent that such person has transferred any of his shares after the record date set pursuant to section 8.04 hereof, or, if no record date is fixed, after the date on which the list referred to in section 8.07 is prepared, and the transferee, upon producing properly endorsed certificates evidencing such shares or otherwise establishing that he owns such shares, demands not later than ten (10) days before the meeting that his name be included to vote the transferred shares at the meeting. In the absence of a list prepared as aforesaid in respect of a meeting of shareholders, every person shall be entitled to vote at the meeting who at the close of business on the record date, or if no record date is set, at the close of business on the date preceding the date notice is sent, is entered in the securities register as the holder of one or more shares carrying the right to vote at such meeting.

8.07 List of Shareholders Entitled to Notice

The Corporation shall prepare a list of shareholders entitled to receive notice of a meeting, arranged in alphabetical order, and showing the number of shares held by each shareholder in accordance with section 137 of the Act. If a record date for the meeting is fixed pursuant to section 8.04

hereof by the board, the shareholders listed shall be those registered at the close of business on the record date. If no record date is fixed by the board, the shareholders listed shall be those listed at the close of business on the last business day immediately preceding the day on which notice of a meeting is given, or where no such notice is given, the day on which the meeting is held. The list shall be available for examination by any shareholder during usual business hours at the registered office of the Corporation or at the place where its central securities register is maintained and at the place where the meeting is held.

8.08 Meetings Without Notice

A meeting of shareholders may be held without notice at any time and place permitted by the Act:

a. if all the shareholders entitled to vote thereat are present in person or represented by proxy or if those not present or represented by proxy waive notice of or otherwise consent to such meeting being held; and

b. if the auditors and the directors are present or waive notice of or otherwise consent to such meeting being held.

At such meetings any business may be transacted which the Corporation at a meeting of shareholders may transact. If the meeting is held at a place outside Canada, shareholders not present or represented by proxy, but who have waived notice of or otherwise consented to such meeting, shall also be deemed to have consented to a meeting being held at such place.

8.09 Waiver of Notice

A shareholder and any other person entitled to attend a meeting of shareholders may in any manner waive notice of a meeting of shareholders and attendance of any such person at a meeting of shareholders shall constitute a waiver of notice of the meeting except where such person attends a meeting for the express purpose of objecting to the transaction of any business on the grounds that the meeting is not lawfully called.

8.10 Chairman, Secretary and Scrutineers

The chairman of the board or, in his absence, the president, if such an officer has been elected or appointed and is present, or otherwise a vice-president who is a shareholder of the Corporation, shall be chairman of any meeting of shareholders. If no such officer is present within fifteen (15) minutes from the time fixed for holding the meeting, or declines to be chairman of the meeting, the persons present and entitled to vote shall choose one of their number to be chairman. If the secretary of the Corporation is absent, the chairman shall appoint some person, who need not be a shareholder, to act as secretary of the meeting. If desired, one or more scrutineers, who need not be shareholders, may be appointed by a resolution or by the chairman with the consent of the meeting.

8.11 Persons Entitled to be Present

The only persons entitled to be present at a meeting of shareholders shall be those entitled to vote thereat, the directors and auditors of the Corporation and others who, although not entitled to vote, are entitled or required under any provision of the Act or the articles or by-laws to be present at the meeting. Any other person may be admitted only on the invitation of the chairman of the meeting or with the consent of the meeting.

8.12 Quorum

A quorum at any meeting of shareholders (unless a greater number of persons are required to be present or a greater number of shares are required to be represented by the Act or by the articles or by any other by-law) shall be persons present not being less than two (2) in number and holding or representing not less than twenty-five (25%) per cent of the shares entitled to be voted at the meeting. If a quorum is present at the opening of any meeting of shareholders, the shareholders present or represented may proceed with the business of the meeting notwithstanding that a quorum is not present throughout the meeting. If a quorum is not present at the opening of the meeting of shareholders, the shareholders present or represented may adjourn the meeting to a fixed time and place but may not transact any other business.

8.13 Participation in Meeting

A shareholder or any other person entitled to attend a meeting may participate in a meeting of shareholders by electronic means, telephone or other communication facilities as permit all persons participating in the meeting to hear or otherwise communicate with each other, and a person participating in such a meeting by such means is deemed to be present at the meeting. Subject to the Act, any person participating in a meeting pursuant to this section and entitled to vote at the meeting may vote by electronic means, telephone or other communication facility that the Corporation has made available for that purpose.

8.14 Proxyholders and Representatives

Votes at meetings of the shareholders may be given either personally or by proxy; or, in the case of a shareholder, who is a body corporate or association, by an individual authorized by a resolution of the board or governing body of the body corporate or association to represent it at a meeting of shareholders of the Corporation, upon producing a certified copy of such resolution or otherwise establishing his authority to vote to the satisfaction of the secretary or the chairman.

A proxy shall be executed by the shareholder or his attorney authorized in writing or, if the shareholder is a corporation, under its corporate seal or by an officer or attorney thereof duly authorized, and is valid only at the meeting in respect of which it is given or any adjournment of that meeting. A person appointed by proxy need not be a shareholder.

8.15 Time for Deposit of Proxies

The board may specify in a notice calling a meeting of shareholders a time, preceding the time of such meeting by not more than forty-eight (48) hours exclusive of Saturdays and holidays, before which time proxies to be used at such meeting must be deposited. A proxy shall be acted upon only if, prior to the time so specified, it shall have been deposited with the Corporation or an agent thereof specified in such notice or, if no such time having been specified in such notice, it has been received by the secretary of the Corporation or by the chairman of the meeting or any adjournment thereof prior to the time of voting.

8.16 Joint Shareholders

If two or more persons hold shares jointly, any one of them present in person or duly represented at a meeting of shareholder may, in the absence of the other or others, vote the shares; but if

two or more of those persons are present in person or represented and vote, they shall vote as one the shares jointly held by them.

8.17 Votes to Govern

Except as otherwise required by the Act, all questions proposed for the consideration of shareholders at a meeting of shareholders shall be determined by a majority of the votes cast and in the event of an equality of votes at any meeting of shareholders, the chairman shall not have a second or casting vote.

8.18 Conduct of Vote

Subject to the Act, voting at a meeting of shareholders shall be by a show of hands, unless a ballot is required or demanded as hereinafter provided, and may be held, subject to the Act, entirely by electronic means, telephone or other communication facility, if the corporation makes such a communication facility available. Every person who is present or otherwise participating in the meeting pursuant to section 8.13 hereof and entitled to vote shall have one vote. Whenever a vote shall have been taken upon a question, unless a ballot thereon is so required or demanded, a declaration by the chairman of the meeting that the vote upon the question has been carried or carried by a particular majority or defeated and an entry to that effect in the minutes of the meeting shall be prima facie evidence of the fact without proof of the number of the votes recorded in favour of or against any resolution or other proceeding in respect of the said question, and the result of the vote so taken shall be the decision of shareholders upon the said question.

8.19 Ballots

On any question proposed for consideration at a meeting of shareholders, a shareholder, proxyholder or other person entitled to vote may demand and the chairman may require that a ballot be taken either before or upon the declaration of the result of any vote. If a ballot is demanded on the election of a chairman or on the question of an adjournment it shall be taken forthwith without an adjournment. A ballot demanded or required on any other question shall be taken in such manner as the chairman shall direct. A demand or requirement for a ballot may be withdrawn at any time prior to the taking of the ballot. If a ballot is taken each person present shall be entitled, in respect of the shares that he is entitled to vote at the meeting upon the question, to the number of votes as provided for by the articles or, in the absence of such provision in the articles, to one vote for each share he is entitled to vote. The result of the ballot so taken shall be the decision of the shareholders upon the question. The demand or requirement for a ballot shall not prevent the continuance of a meeting for the transaction of any business other than the question on which the ballot has been demanded or required.

8.20 Adjournment

The chairman at a meeting of shareholders may, with the consent of the meeting and subject to such conditions as the meeting may decide, adjourn the meeting from time to time and from place to place. If a meeting of shareholders is adjourned for less than thirty (30) days, it shall not be necessary to give notice of the adjourned meeting, other than by announcement at the time of the adjournment. Subject to the Act, if a meeting of shareholders is adjourned by one or more adjournments for an aggregate of thirty (30) days or more, notice of the adjourned meeting shall be given in the same manner as notice for an original meeting but, unless the meeting is adjourned by one or more adjournments for an aggregate of more than ninety (90) day, subsection 149(1) of the Act does not apply.

8.21 Resolution in Lieu of a Meeting

A resolution in writing signed by all the shareholders entitled to vote on that resolution at a meeting of shareholders is as valid as if it had been passed at a meeting of the shareholders; and a resolution in writing dealing with all matters required to be dealt with at a meeting of shareholders and signed by all the shareholders entitled to vote at such meeting, satisfies all the requirements of the Act relating to meetings of shareholders. A copy of every such resolution in writing shall be kept with minutes of the meetings of shareholders. Any such resolution in writing is effective for all purposes at such time as the resolution states regardless of when the resolution is signed and may be signed in counterpart.

8.22 Only One Shareholder

Where the Corporation has only one shareholder or only one holder of any class or series of shares, the shareholder present in person or duly represented constitutes a meeting.

DIVISION NINE
SHARES

9.01 Non-Recognition of Trusts

Subject to the Act, the Corporation may treat the registered holder of any share as the person exclusively entitled to vote, to receive notices, to receive any dividend or other payment in respect of the share, and otherwise to exercise all the rights and powers of an owner of the share.

9.02 Certificates

The shareholder is entitled at his option to a share certificate that complies with the Act or a non-transferable written acknowledgement of his right to obtain a share certificate from the Corporation in respect of the securities of the Corporation held by him. Share certificates and acknowledgements of a shareholder's right to a share certificate, respectively, shall be in such form as described by the Act and as the board shall from time to time approve. A share certificate shall be signed manually by at least one director or officer of the Corporation or by or on behalf of a registrar, transfer agent or branch transfer agent of the Corporation, or by a trustee who certifies it in accordance with a trust indenture, and any additional signatures required on the share certificate may be printed or otherwise mechanically reproduced on it.

9.03 Replacement of Share Certificates

The board or any officer or agent designated by the board may in its or his discretion direct the issuance of a new share certificate or other such certificate in lieu of and upon cancellation of a certificate that has been mutilated or in substitution for a certificate claimed to have been lost, destroyed or wrongfully taken on payment of such reasonable fee and on such terms as to indemnity, reimbursement of expenses and evidence of loss and of title as the board may from time to time prescribe, whether generally or in any particular case.

9.04 Joint Holders

The Corporation is not required to issue more than one share certificate in respect of a share held jointly by several persons, and delivery of a certificate to one of several joint holders is

sufficient delivery to all. Any one of such holders may give effectual receipts for the certificate issued in respect thereof or for any dividend, bonus, return of capital or other money payable or warrant issuable in respect of such certificate.

DIVISION TEN
TRANSFER OF SECURITIES

10.01 Registration of Transfer

If a share in registered form is presented for registration of transfer, the Corporation shall register the transfer if:

a. the share is endorsed by an appropriate person, as defined in the *Securities Transfer Act* (Alberta);

b. reasonable assurance is given that the endorsement is genuine and effective;

c. the Corporation has no duty to enquire into adverse claims or has discharged any such duty;

d. any applicable law relating to the collection of taxes has been complied with;

e. the transfer is rightful or is to a bona fide purchaser; and

f. the transfer fee, if any, has been paid.

10.02 Transfer Agents and Registrar

The board may from time to time by resolution appoint or remove one or more trust companies registered under the Trust Companies Act as its agent or agents to maintain a central securities register or registers, and an agent or agents to maintain a branch securities register or registers. Agents so appointed may be designated as transfer agent or registrar according to their functions, and a person may be appointed and designated with functions as both registrar and transfer or branch transfer agent. Registration of the issuance or transfer of a security in the central securities register or in a branch securities register is complete and valid registration for all purposes.

10.03 Securities Registers

A central securities register of the Corporation shall be kept at its registered office or at any other place in Alberta designated by the board to record the shares and other securities issued by the Corporation in registered form, showing with respect to each class or series of shares and other securities:

a. the names, alphabetically arranged, and the latest known address of each person who is or has been a holder;

b. the number of shares or other securities held by each holder; and

c. the date and particulars of the issuance and transfer of each share or other security.

A branch securities register or registers may be kept either in or outside Alberta at such place or places as the board may determine. A branch securities register shall only contain particulars of

securities issued or transferred at that branch. Particulars of each issue or transfer of a security registered in a branch securities register shall also be kept in the corresponding central securities register.

10.04 Deceased Shareholders

In the event of the death of a holder, or of one of the joint holders, of any share, the Corporation shall not be required to make any entry in the securities register in respect thereof or to make any dividend or other payments in respect thereof except upon production of all such documents as may be required by law and upon compliance with the reasonable requirements of the Corporation and its transfer agents.

DIVISION ELEVEN
DIVIDENDS AND RIGHTS

11.01 Dividends

Subject to the Act, the board may from time to time declare dividends payable to the shareholders according to their respective rights and interest in the Corporation. Dividends may be paid in money or property or by issuing fully-paid shares of the Corporation.

11.02 Dividend Cheques

A dividend payable in money shall be paid by cheque to the order of each registered holder of shares of the class or series in respect of which it has been declared and shall be mailed by prepaid ordinary mail to such registered holder at his address recorded in the Corporation's securities register or registers or such address as such holder otherwise directs. In the case of joint holders the cheque shall, unless such joint holders otherwise direct, be made payable to the order of all such joint holders and mailed to them at their recorded address. The mailing of such cheque as aforesaid, unless the same is not paid on due presentation, shall satisfy and discharge the liability for the dividend to the extent of the sum represented thereby plus the amount of any tax which the Corporation is required to and does withhold.

11.03 Non-Receipt of Cheques

In the event of non-receipt of any dividend cheque by the person to whom it is sent as aforesaid, the Corporation shall issue to such person a replacement cheque for a like amount on such terms as to indemnity, reimbursement of expenses and evidence of non-receipt and of title as the board may from time to time prescribe, whether generally or in any particular case.

11.04 Unclaimed Dividends

No dividend shall bear interest against the Corporation. Any dividend unclaimed after a period of six (6) years from the date on which the same has been declared to be payable shall be forfeited and shall revert to the Corporation.

11.05 Record Date for Dividends and Rights

The board may fix in advance a date, preceding by not more than fifty (50) days the date for the payment of any dividend, as a record date for the determination of the persons entitled to receive payment of such dividend, provided that, unless waived as provided for in the Act, notice of any such

record date is given, not less than seven (7) days before such record date, by newspaper advertisement in the manner provided in the Act and by written notice to each stock exchange in Canada, if any, on which the Corporation's shares are listed for trading. Where no record date is fixed in advance as aforesaid, the record date for the determination of the persons entitled to receive payment of any dividend shall be at the close of business on the day on which the resolution relating to such dividend is passed by the board.

DIVISION TWELVE
INFORMATION AVAILABLE TO SHAREHOLDERS

12.01 Confidential Information

Except as provided by the Act, no shareholders shall be entitled to obtain information respecting any details or conduct of the Corporation's business which, in the opinion of the directors, it would be inexpedient in the interests of the Corporation to communicate to the public.

12.02 Conditions of Access to Information

The directors may from time to time, subject to rights conferred by the Act, determine whether and to what extent and at what time and place and under what conditions or regulations the documents, books and registers and accounting records of the Corporation or any of them shall be open to the inspection of shareholders and no shareholders shall have any right to inspect any document or book or register or account record of the Corporation except as conferred by statute or authorized by the board or by a resolution of the shareholders.

12.03 Registered Office and Separate Records Office

The registered office of the Corporation shall be at a place within Alberta and at such location therein as the board may from time to time determine. The records office will be at the registered office or at such location, if any, within Alberta, as the board may from time to time determine.

DIVISION THIRTEEN
NOTICES

13.01 Method of Giving Notices

A notice or document required by the Act, the Regulations, the articles or the by-laws to be sent to a shareholders or director of the Corporation may be sent by electronic means in accordance with the provisions of the *Electronic Transactions Act*, or by prepaid mail addressed to, or may be delivered personally to:

a. the shareholder at his latest address as shown in the records of the Corporation or its transfer agent; and

b. the director at his latest address as shown in the records of the Corporation or in the last notice filed under section 106 or 113.

A notice or document sent by mail in accordance with the foregoing to a shareholder or director of the Corporation is deemed to be received by him at the time it would be delivered in the ordinary course of mail unless there are reasonable grounds for believing that the shareholder or director did not receive the notice or document at the time or at all.

13.02 Notice to Joint Shareholders

If two or more persons are registered as joint holders of any share, any notice may be addressed to all of such joint holders but notice addressed to one of such persons shall be sufficient notice to all of them.

13.03 Persons Entitled by Death or Operation of Law

Every person who, by operation of law, transfer, death of a shareholder or any other means whatsoever, shall become entitled to any share, shall be bound by every notice in respect of such share which shall have been duly given to the shareholders from whom he derives his title to such share prior to his name and address being entered on the securities register (whether such notice was given before or after the happening of the event upon which he became so entitled) and prior to his furnishing to the Corporation the proof of authority or evidence of his entitlement prescribed by the Act.

13.04 Non-Receipt of Notices

If a notice or document is sent to a shareholder in accordance with section 13.01 and the notice or document is returned on two (2) consecutive occasions because the shareholder cannot be found, the Corporation is not required to send any further notice or documents to the shareholder until the shareholder informs the Corporation in writing of his new address; provided always, that in the event of the return of a notice of a shareholders meeting mailed to a shareholder in accordance with section 13.01 the notice shall be deemed to be received by the shareholder on the date deposited in the mail notwithstanding its return.

13.05 Omissions and Errors

Subject to the Act, the accidental omission to give any notice to any shareholder, director, officer, auditor or member of a committee of the board or the non-receipt of any notice by any such person or any error in any notice not affecting the substance thereof shall not invalidate any action taken at any meeting held pursuant to such notice or otherwise founded thereon.

13.06 Signature on Notices

Unless otherwise specifically provided, the signature of any director or officer of the Corporation to any notice or document to be given by the Corporation may be written, stamped, typewritten or printed or partly written, stamped, typewritten or printed.

13.07 Waiver of Notice

If a notice or document is required by the Act or the Regulations, the articles, the by-laws or otherwise to be sent, the sending of the notice or document may be waived or the time for the notice or document may be waived or abridged at any time with the consent in writing of the person entitled to receive it. The consent of a person entitled to waive the requirement for the sending of a notice or document or to waive or abridge the time for the notice or the document may be sent by electronic means in accordance with the provisions of the *Electronic Transactions Act*.

DIVISION FOURTEEN
MISCELLANEOUS

14.01 Directors to Require Surrender of Share Certificates

The directors in office when a Certificate of Continuance is issued under the Act are hereby authorized to require the shareholders of the Corporation to surrender their share certificate(s), or such of their share certificates as the directors may determine, for the purpose of cancelling the share certificates and replacing them with new share certificates that comply with section 48 of the Act, in particular, replacing existing share certificate with share certificates that are not negotiable securities under the Act. The directors in office shall act by resolution under this section 14.01 and shall in their discretion decide the manner in which they shall require the surrender of existing share certificates and the time within which the shareholders must comply with the requirement and the form or forms of the share certificates to be issued in place of the existing share certificates. The directors may take such proceedings as they deem necessary to compel any shareholder to comply with a requirement to surrender his share certificate or certificates pursuant to this section. Notwithstanding any other provision of this by-law, but subject to the Act, the director may refuse to register the transfer of shares represented by a share certificate that has not been surrendered pursuant to a requirement under this section.

14.02 Financial Assistance to Shareholders, Employees and Others

The Corporation may give financial assistance by means of a loan, guarantee or otherwise to any person for any purpose in accordance with the provisions of the Act and the Regulations including, without limitation, the disclosure requirements specified therein.

14.03 Severability

The invalidity or unenforceability of any provision of this by-law shall not affect the validity or enforceability of the remaining provisions of this by-law.

14.04 Prior By-law

All previous by-laws of the Corporation are repealed as of the coming into force of this by-law. Such repeal shall not affect the previous operation of any by-law so repealed or affect the validity of any act done or right, privilege, obligation or liability acquired or incurred under, or the validity of any contract or agreement made pursuant to, or the validity of any articles (as defined in the Act) or predecessor charter documents of the Corporation obtained pursuant to, any such by-law prior to its repeal. All officers and persons acting under any by-law so repealed shall continue to act as if appointed under the provisions of this by-law and all resolutions of the shareholders or the board or a committee of the board with continuing effect passed under any repealed by-law shall continue to be good and valid except to the extent inconsistent with this by-law and until amended or repealed.

MADE by the board the 3rd day of April, A.D. 2018.

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Wayne Foo, Director

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Robert Engbloom, Director

CONFIRMED by the Shareholders in accordance with the *Business Corporations Act* (Alberta), the 9th day of May, A.D. 2018.

La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Wayne Foo, Director

BANKING AND SECURITIES		
Banking Arrangements	2.01	2
Voting Rights in Other Bodies Corporate	2.02	2
DIRECTORS		
Number	4.01	3
Election and Term	4.02	3
Removal of Directors	4.03	3
Consent	4.04	4
Vacation of Office	4.05	4
Committee of Directors	4.06	4
Transaction of Business of Committee	4.07	4
Procedure	4.08	5
Remuneration and Expenses	4.09	5
Vacancies	4.10	5
Action by the Board	4.11	5
DIVIDENDS AND RIGHTS		
Dividends	11.01	19
Dividend Cheques	11.02	19
Non-Receipt of Cheques	11.03	19
Unclaimed Dividends	11.04	19
Record Date for Dividends and Rights	11.05	19
EXECUTION OF INSTRUMENTS		
Authorized Signing Officers	3.01	2
Cheques, Drafts and Notes	3.02	3
INFORMATION AVAILABLE TO SHAREHOLDERS		
Confidential Information	12.01	20
Conditions of Access to Information	12.02	20
Registered Office and Separate Records Office	12.03	20
INTERPRETATION	1.01	1
MEETING OF DIRECTORS		
Place of Meeting	5.01	5
Notice of Meeting	5.02	5
Adjourned Meeting	5.03	6
Calling of the Meeting	5.04	6
Regular Meetings	5.05	6
Chairman	5.06	7
Quorum	5.07	7
One-Quarter Canadian Representation at Meetings	5.08	7
Voting	5.09	7
Participation in Meeting	5.10	7
Resolution in Lieu of Meeting	5.11	7
Amendments to the Act	5.12	8

MISCELLANEOUS		
Directors to Require Surrender of Share Certificates	14.01	22
Financial Assistance to Shareholders, Employees and Others	14.02	22
Severability	14.03	23
NOTICES		
Method of Giving Notices	13.01	20
Notice to Joint Shareholders	13.02	21
Persons Entitled by Death or Operation of Law	13.03	21
Non-Receipt of Notices	13.04	21
Omissions and Errors	13.05	21
Signature on Notices	13.06	21
Waiver of Notice	13.07	21
OFFICERS		
Election or Appointment	7.01	10
Chairman of the Board	7.02	10
Managing Director	7.03	10
President	7.04	10
Vice-President	7.05	10
Secretary	7.06	10
Treasurer	7.07	11
General Manager or Manager	7.08	11
Powers and Duties of Other Officers	7.09	11
Variation of Powers and Duties	7.10	11
Vacancies	7.11	11
Remuneration and Removal	7.12	11
Agents and Attorneys	7.13	12
Conflict of Interest	7.14	12
Fidelity Bonds	7.15	12
PROTECTION OF DIRECTORS, OFFICERS AND OTHERS		
Conflict of Interest	6.01	8
Limitation of Liability	6.02	8
Indemnity	6.03	9
Insurance	6.04	9
SHARES		
Non-Recognition of Trusts	9.01	17
Certificates	9.02	17
Replacement of Share Certificates	9.03	17
Joint Holders	9.04	17
SHAREHOLDERS' MEETINGS		
Annual Meetings	8.01	12
Special Meetings	8.02	12
Place of Meetings	8.03	12
Record Date for Notice	8.04	13

Notice of Meeting	8.05	13
Right to Vote	8.06	13
List of Shareholders Entitled to Notice	8.07	13
Meetings Without Notice	8.08	14
Waiver of Notice	8.09	14
Chairman, Secretary and Scrutineers	8.10	14
Persons Entitled to be Present	8.11	14
Quorum	8.12	15
Participation in Meeting	8.13	15
Proxyholders and Representatives	8.14	15
Time for Deposit of Proxies	8.15	15
Joint Shareholders	8.16	15
Votes to Govern	8.17	16
Conduct of Vote	8.18	16
Ballots	8.19	16
Adjournment	8.20	16
Resolution in Lieu of a Meeting	8.21	17
Only One Shareholder	8.22	17
TRANSFER OF SECURITIES		
Registration of Transfer	10.01	18
Transfer Agents and Registrar	10.02	18
Securities' Registers	10.03	18
Deceased Shareholders	10.04	19

Exhibit C

Certificate of Status

(see attached)

Government of Alberta

Corporate Access Number

2024122018

CERTIFICATE OF STATUS

Form 32

I CERTIFY THAT ACCORDING TO THE OFFICIAL RECORDS OF THE CORPORATE REGISTRY

PAREX RESOURCES INC.
FORMED BY AMALGAMATION IN ALBERTA ON 2022/03/01
IS AS OF THIS DATE A VALID AND SUBSISTING CORPORATION.

GIVEN UNDER MY SEAL OF OFFICE IN THE PROVINCE OF ALBERTA.

DATED: 2026/08/14



Exhibit D

Resolutions

"ADMISSION TO TRADING ON THE BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA

WHEREAS Parex Resources Inc. (the "**Corporation**") is a corporation organized and existing under the laws of the Province of Alberta, Canada, pursuant to the Business Corporations Act (Alberta) (the "**ABCA**");

AND WHEREAS the Corporation's common shares (the "**Common Shares**") are currently listed for trading on the Toronto Stock Exchange (the "**TSX**");

WHEREAS the TSX constitutes, and will continue to constitute, the Corporation's principal stock exchange and home market for securities regulatory purposes;

AND WHEREAS management has presented to the Board of Directors (the "**Board**") a proposal to pursue the admission of the Common Shares to trading on the Bolsa de Valores de Colombia S.A. (the "**BVC**"), while maintaining the Corporation's listing on the TSX (the "**Colombian Trading Initiative**");

AND WHEREAS management has advised the Board that the Colombian Trading Initiative is intended to broaden access to the Common Shares for Colombian investors, enhance the Corporation's visibility in the Colombian capital markets and facilitate additional secondary-market liquidity for the Common Shares;

AND WHEREAS the Corporation, currently, does not intend to issue new Common Shares or conduct a public offering of securities in connection with the Colombian Trading Initiative, and the initiative relates exclusively to the secondary trading of outstanding Common Shares;

AND WHEREAS management has advised the Board that the Colombian Trading Initiative is intended to be implemented through the registration of the Corporation as a foreign issuer, and of the Common Shares, in the Registro Nacional de Valores y Emisores (the "**RNVE**") maintained by the Superintendencia Financiera de Colombia (the "**SFC**"), followed by the listing of the Common Shares on the BVC;

AND WHEREAS management has further advised the Board that as a foreign issuer registered in the RNVE, the Corporation would be subject to certain periodic information and relevant information disclosure obligations under Colombian law;

AND WHEREAS management has advised the Board that the custody, clearing and settlement of Common Shares traded in Colombia would be facilitated through the applicable Colombian and Canadian market infrastructures and related custody arrangements, including, as applicable, the systems administered by the BVC and the Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. – Deceval ("Deceval") and their affiliates;

AND WHEREAS the Board has determined that it is in the best interests of the Corporation to pursue a listing of the Corporation's common shares on the BVC, while maintaining its listing on the TSX;

BE IT RESOLVED THAT:

1. The listing of the Corporation's common shares on the BVC is hereby authorized and approved, and the Corporation is hereby authorized to take all steps necessary to apply for, obtain, and maintain the admission of the Common Shares to trading on the BVC following registration of the Corporation and the Common Shares in the RNVE.

2. Any one or more directors or officers of the Corporation and/or proxies authorized by such officers or directors through the granting of a power of attorney is hereby authorized to prepare, approve, execute, file and certify, on behalf of the Corporation, all applications, requests, registration statements and information prospectus/documents, certifications, representations, undertakings, legal opinions, translations, regulatory notices, information requests, and other documents with the BVC, the SFC, and any other applicable regulatory or supervisory authority or market infrastructure as may be necessary or advisable to effect the listing, including registration of the Corporation and the Corporation's common shares in the RNVE.

3. Management is hereby authorized to retain such legal counsel (which may act as proxies for the Corporation in relation to the activities described herein), financial advisors, and other professional advisors in Colombia and Canada as management considers necessary or advisable to effect the listing, and to negotiate and enter into such depositary, custody, or settlement arrangements as may be required.

4. The Corporation is hereby authorized to comply with all ongoing disclosure, reporting, and regulatory requirements imposed by the SFC, the BVC, and applicable Colombian securities legislation in connection with the Colombian Listing, including the filing of periodic financial reports, material event disclosures, and any other filings required of issuers listed on the BVC, and to appoint an officer or director who will be legally responsible for such disclosures.

5. Management is hereby authorized to negotiate, execute, and deliver such depositary agreements, custody arrangements, or other agreements as may be necessary to facilitate the trading and settlement of the Corporation's common shares on the BVC, including any arrangements with Deceval S.A. or such other central securities depositary as may be required.

6. The Corporation authorizes management to pay all fees, levies, and other amounts payable to the BVC, Deceval, the SFC, and other market infrastructures in connection with the Colombian Trading Initiative and the ongoing trading of Common Shares in Colombia.

7. All actions heretofore taken by any director, officer, employee, or agent of the Corporation in connection with the listing and the matters contemplated by these resolutions are hereby ratified, confirmed, and approved in all respects."

Exhibit E

Individuals Authorized to Act on behalf of Parex Resources Inc.

Authorized Officers – Part I

Name:	Title
Imad Mohsen	President and Chief Executive Officer
Cameron Grainger	Chief Financial Officer
Eric Furlan	Chief Operating Officer

Authorized Officers – Part II

Name:	Title
Candace Herman	Corporate Secretary and Privacy Officer

PAREX RESOURCES INC.

CÓDIGO DE CONDUCTA

DECLARACIÓN DE VALOR

Parex Resources Inc. (en conjunto con todas sus subsidiarias directas e indirectas y todas las entidades controladas por ésta, la "**Compañía**" o "**Parex**") es un productor sostenible de petróleo y gas que utiliza responsablemente los recursos necesarios para impulsar el desarrollo social y económico en las áreas donde opera. A través de la innovación y la aplicación de tecnología probada y emergente, entregamos energía sostenible y confiable al mundo mientras logramos los mejores retornos a los accionistas que confían en nosotros. Trabajamos de la mano de nuestros grupos de interés para lograr beneficios compartidos a largo plazo.

Hacemos un trabajo responsable a través de los más altos estándares de gobernanza y medio ambiente, y estamos comprometidos con las comunidades locales para construir una reputación que nos avale como el operador de elección para proyectos actuales y futuros.

OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

La Compañía exige una conducta profesional y ética a sus directores, funcionarios, empleados, contratistas, y consultores (los "**Destinatarios**"). Ningún Destinatario podrá, ni se le permitirá conseguir resultados mediante la violación de las leyes o reglamentos o mediante negociaciones inescrupulosas. Este Código de Conducta (el "**Código**") tiene como fin establecer los principios específicos de conducta y ética, a los cuales se adherirán los Destinatarios de la Compañía en el desarrollo de sus responsabilidades con respecto al negocio de la compañía, con el fin de mantener una cultura de respeto, honestidad, legalidad, integridad y rendición de cuentas dentro de la Compañía.

Todos los Destinatarios deben seguir este Código en los aspectos de la actividad del negocio. En cualquier situación en la que surjan preguntas sobre el cumplimiento de este Código se debe buscar tanto en su contenido como en la esencia de las Políticas y leyes aplicables a Compañía, se debe recurrir al Comité de Ética Corporativa, el Oficial de Cumplimiento en Colombia, el Comité de Ética y Cumplimiento en Colombia, el Comité de Divulgación (según lo definido en la Política y Procedimientos de Divulgación, Confidencialidad, Tráfico de Información Confidencial, Período de Bloqueo y Anti-Cobertura) o por medio de la Línea de Ética (EthicsPoint). Este Código establece los principios generales, y no reemplaza las políticas y procedimientos específicos que desarrollan cada una de las Políticas, o las leyes y reglamentos rectores vigentes de cualquier jurisdicción en que la Compañía realiza negocios.

El cumplimiento del Código es necesario para el éxito de Parex y se requiere para mantener la confianza de los accionistas y Grupos de Interés en la Compañía. El incumplimiento del presente Código constituye la base para la acción disciplinaria que podría incluir la terminación del contrato de trabajo con justa causa y sin notificación, así como cualquier proceso legal según la infracción de la que se trate. El Comité de Gobernanza Corporativa y Nominaciones de la Junta Directiva, el Comité de Ética Corporativa en Canadá, el Oficial de Cumplimiento en Colombia y el Presidente de Parex en Colombia supervisarán el cumplimiento de este Código, de las Políticas de la Compañía, así como de las normas y regulaciones aplicables.

Los términos en mayúsculas utilizados, pero no definidos en el presente Código tendrán el significado que se les atribuye en las Políticas de la Compañía.

VALORES DE LA COMPAÑÍA

La Compañía hace su mayor esfuerzo para aumentar su valor para los Destinatarios, accionistas, proveedores, cliente, socios, gobiernos, miembros de la comunidad, partes interesadas y el público ("**Grupos de Interés**") a través de su compromiso con la formación de equipos calificados, alianza con actores locales, aplicación de nuevas tecnologías, logro de un rápido crecimiento y bajos costos de búsqueda y desarrollo de operaciones rentables.

La Compañía se compromete a ofrecer un entorno de trabajo positivo, libre de discriminación y acoso, en donde los Destinatarios y los Grupos de Interés se traten con dignidad y respeto.

La Compañía cumple estos compromisos al defender una conducta ética, cultivando y manteniendo la reputación de la Compañía como buen ciudadano corporativo. Un sólido gobierno corporativo ha guiado el desarrollo de la Compañía.

La Compañía respalda los principios de transparencia y capacidad de respuesta a los accionistas y los mercados en todas sus actividades y en cada uno de los niveles de la organización. Esto significa que, todas las actividades y operaciones del negocio de la Compañía se realizarán de manera ética y cumplirán con las Políticas y estándares Corporativos establecidos en este Código y las leyes y reglamentos gubernamentales aplicables en las jurisdicciones en las que opera, incluyendo las costumbres o tradiciones locales.

Cada Destinatario debe respetar los siguientes Valores (según como se definen a continuación):

- **Integridad y Transparencia**: suministrar, o hacer que se suministre información completa, justa, precisa, oportuna y entendible en los informes y documentos que la Compañía presente o remita a la comisión de valores aplicable y en otras comunicaciones públicas hechas por la Compañía. Adicionalmente, esto implica cumplir con las leyes, procesos de contratación y contratos que rigen las actividades del negocio. En virtud de este valor, la Compañía no tolera actos de lavado de activos, financiación del terrorismo, fraude, soborno, corrupción, conflictos de interés o cualquier conducta contraria a la ética.

- **Cumplimiento Regulatorio y Responsabilidad**: cumplir y tomar las medidas razonables para impulsar a otros dentro de la Compañía para que cumplan con las leyes, reglas y reglamentos gubernamentales aplicables; así como la observancia de este Código.

- **Compromiso Ético:** asumir y fomentar un comportamiento ético. Los Destinatarios deberán (i) actuar con debida diligencia y (ii) denunciar prontamente las violaciones al Código a través de cualquiera de los medios establecidos en la sección de Denuncia de Violaciones del presente Código.

- **Respeto:** Aceptar y reconocer las diferencias que se tienen con los demás e interactuar con conciencia de los mejores intereses de la Compañía, la diversidad individual, la sostenibilidad de los recursos naturales y la institucionalidad. Los Destinatarios deben: (i) valorar y promover el Respeto como fundamento de todas las relaciones; (ii) escuchar activamente, reconocer la diversidad de pensamientos, culturas y experiencias; y (iii) tratar a todas las personas con dignidad, justicia y equidad. En virtud de este Valor, la Compañía fomenta un ambiente de trabajo donde cada opinión cuenta y donde las relaciones se construyen sobre la confianza, la integridad y la transparencia.

CONFLICTOS DE INTERESES

Un conflicto de intereses surge cuando se presentan situaciones de índole moral o económico, real o potencial que puedan generar que los intereses privados de un Destinatario interfieran, o aparentemente interfieran de cualquier forma con los intereses de la Compañía. Dichos conflictos pueden surgir cuando una situación involucra una ganancia o interés personal para el Destinatarios.

El conflicto de intereses también puede surgir cuando un empleado participa en un acto donde sea parte, entre otros:

- su cónyuge o compañero permanente;
- los parientes del empleado o de su cónyuge o compañero(a);
- sociedades controladas por el empleado o por las personas arriba mencionadas;
- sociedades en las que el empleado es un director o representante legal; o
- patrimonios autónomos donde el empleado ejerza control.

Además, un conflicto de interés puede surgir cuando exista una relación de amistad cercana o vinculo económicos con Grupos de Interés.

Las actividades que podrían dar lugar a conflictos de intereses están estrictamente prohibidas a menos que hayan sido revisadas y resueltas con antelación por parte del Oficial de Cumplimiento, el Comité de Ética y Cumplimiento en Colombia, o el Comité de Ética Corporativa, en concordancia con los lineamientos internos de la Compañía.

Los ejemplos de las situaciones que implican un conflicto de intereses incluyen, sin limitarse a, lo siguiente:

- realizar negocios con una empresa de propiedad total, parcial o bajo el control de un Destinatario o un familiar (cónyuge o compañero permanente), una persona con relación de amistad cercana o con un vínculo económico con dicho Destinatario;
- tener una participación y/o interés financiero material en los proveedores, clientes o competencia de la Compañía;

- realizar un trabajo, con o sin compensación, para un competidor, una entidad gubernamental o regulatoria, un cliente o proveedor de la Compañía, o realizar cualquier trabajo para un tercero que pueda afectar de manera negativa el desempeño o juicio del Destinatario en el trabajo o reducir la habilidad del Destinatario para dedicar el tiempo y atención necesarios para sus deberes;

- contratar a Familiares y/o personas con una relación de amistad cercana o con un vínculo económico;

- participar en los procesos de contratación, incluyendo la etapa precontractual (negociación, revisión de términos, evaluación técnica y económica) con empresas que son contratistas de la Compañía en las que se encuentre trabajando un familiar o una persona con relación de amistad cercana o vinculo económico con el Destinatario;

- aprobar ordenes de trabajo o compra, recibir entregables, autorizar pagos, aprobar trabajos adicionales o reembolsos, así como realizar cualquier otra actividad relacionada con la ejecución de un contrato que implique una interacción directa o indirecta con empresas que son contratistas de la Compañía en las que trabaje un familiar o una persona con relación de amistad cercana o exista un vínculo económico con el Destinatario;

- utilizar la propiedad, materiales, suministros, fondos u otros recursos de la Compañía para fines personales; y

- utilizar una empresa contratista para negocios personales, empresa que también tiene relación contractual con la Compañía.

La contratación de familiares puede generar o ser percibida como un conflicto de interés para el empleado. En todos los casos, y para garantizar la transparencia y equidad, se deben seguir los siguientes pasos: (i) cualquier familiar de los empleados que esté siendo considerado para empleo no debe ser ubicado en posiciones de subordinación respecto al empleado, ni en ninguna otra posición laboral que pueda afectar el curso ordinario de los negocios de la Compañía o vulnerar este Código; y (ii) los empleados que tengan autoridad de decisión o influencia sobre los procesos de selección tienen estrictamente prohibido participar o influir, directa o indirectamente, en la contratación o vinculación de un candidato que sea su familiar.

Se deben evitar situaciones en las que la lealtad con la Compañía pueda verse comprometida. Si un Destinatario considera que se encuentra involucrado en un posible conflicto de interés o tiene duda sobre un real o posible conflicto de interés, debe presentar su inquietud mediante cualquiera de los canales dispuestos por la Compañía para este fin.

Sin limitar la generalidad de lo anterior, para mayor claridad, se reconoce que algunos de los directores y funcionarios de la Compañía son o pueden ser directores de otras compañías de petróleo y gas cuyas operaciones pueden, de vez en cuando, competir con la Compañía. Tales circunstancias no presentarán por sí mismas necesariamente un conflicto de intereses, sin embargo, deberá evaluarse caso a caso. De acuerdo con la *Ley de Sociedades Comerciales de Alberta*, los directores que tengan un interés material en, o cualquier persona que sea parte de, un contrato material propuesto con la Compañía están obligados, sujeto a ciertas excepciones, a revelar ese interés y, en general, abstenerse de votar sobre cualquier resolución para aprobar el contrato.

La Compañía llevará un registro de todos los conflictos de interés existentes o que puedan surgir y los gestionará de conformidad con los procedimientos y manuales de la Compañía.

OPORTUNIDADES CORPORATIVAS

Ningún Destinatario podrá ni deberá:

- tomar para sí mismo, cualquier oportunidad que llegue a su conocimiento, mediante el uso de la propiedad, información o posición de la Compañía cuando dicha oportunidad pudiese ser de beneficio o interés para la Compañía;

- facilitar o hacer posible a un tercero una oportunidad de la que tenga conocimiento, mediante el uso de la propiedad, información o posición de la Compañía cuando dicha oportunidad pudiese ser de beneficio o interés de la Compañía, a menos que ésta haya decidido de manera expresa no tratar de aprovechar dicha oportunidad;

- utilizar la propiedad, información o posición de la Compañía para ganancia personal; o

- competir con la Compañía de cualquier manera.

CONFIDENCIALIDAD

Los Destinatarios deben siempre mantener la confidencialidad de toda la información entregada a ellos por la Compañía o que de otra manera llegue a su posesión en el curso de su servicio o relación con la Compañía, a menos que la divulgación se autorice o se disponga por ley. La información confidencial es toda la información clasificada como confidencial y de propiedad exclusiva de la Compañía incluida la propiedad intelectual, planes de adquisición, desinversión o cesión, planes de negocios y mercadeo, información financiera, bases de datos, contratos, relaciones comerciales, información de empleados e información de consultoría, incluyendo, sin limitarse a, la información de contacto y la información sobre los proveedores, incluida la información de precios y contacto.

Los Destinatarios deberán cumplir con todas las políticas de confidencialidad adoptadas por la Compañía periódicamente y con las disposiciones de confidencialidad contenidas en los acuerdos en los que la Compañía y/o los Destinatarios son parte. Específicamente, todos Destinatarios fomentarán el pleno cumplimiento de la Política y Procedimientos de Divulgación, Confidencialidad, Uso de Información privilegiada, Periodo de Bloqueo y Anti-Cobertura.

La obligación de no usar ni divulgar la información confidencial continúa incluso después de que la persona ha terminado su relación (ya sea de manera voluntaria o involuntaria) con la Compañía.

PROTECCIÓN DE DATOS PERSONALES

La Compañía se compromete a proteger el derecho de privacidad de los Destinatarios y Grupos de Interés al asegurar que la información privada entregada a la Compañía mediante el curso normal del negocio no se divulgue, a menos que la ley lo requiera. La Compañía prestará atención a todas las normas y reglamentos de datos personales establecidos en las leyes y convenciones internacionales y, en consecuencia, no recaudará, procesará, almacenará, mantendrá, divulgará ni utilizará datos personales de manera que se violen las anteriores leyes y reglamentos, respetando los derechos legítimos de los interesados.

PROTECCIÓN Y USO APROPIADO DE LOS ACTIVOS DE LA COMPAÑÍA

Todos los Destinatarios deben comprometerse a proteger los activos de la Compañía. El robo, la falta de cuidado y el desperdicio tienen un impacto directo en la rentabilidad de la Compañía. Cualquier sospecha de incidentes de fraude o robo se deben reportar de inmediato para su investigación de conformidad con la Política de Denuncia de Irregularidades.

Los activos corporativos, como fondos, productos o computadores, solo se pueden utilizar para fines directamente relacionados con sus funciones laborales y/o comerciales y demás fines aprobados por los directores de la Compañía. Los activos de la Compañía también incluyen cualquier gasto que se realiza con los fondos de la Compañía y estos gastos se deben realizar para fines legítimos del negocio de la Compañía y en beneficio de los accionistas. Los activos corporativos nunca se pueden utilizar para fines ilegales.

Las obligaciones de proteger los activos de la Compañía incluyen, sin limitarse, la protección de información confidencial y de propiedad de la Compañía. La obligación de preservar la información confidencial y de propiedad de la Compañía continúa incluso después de que una persona ha terminado su relación (ya sea de manera voluntaria o involuntaria) con la Compañía.

USO DE CORREO ELECTRÓNICO, SERVICIOS DE INTERNET Y ASUNTOS RELACIONADOS

Los sistemas de correo electrónico y los servicios de Internet se prestan para facilitar el trabajo relacionado con la Compañía. Se permite el uso personal incidental y ocasional; sin embargo, nunca se deben utilizar para ganancia personal o para cualquier fin inadecuado. Los Destinatarios no pueden enviar ninguna información que sea insultante u ofensiva para otra persona, como por ejemplo mensajes con contenido sexual, caricaturas, chistes, propuestas indecorosas, insultos étnicos o raciales o cualquier otro mensaje que se pueda interpretar como un acoso. Los mensajes que contienen correo no deseado y trivialidades impiden la habilidad de los sistemas de la Compañía de manejar los negocios legítimos de la Compañía y se encuentran prohibidos.

Los mensajes (incluyendo correo de voz) y la información de los computadores se consideran propiedad de la Compañía y los Destinatarios no deben tener expectativas de privacidad. A menos que la ley lo prohíba, la Compañía se reserva el derecho de acceder y divulgar esta información, según se requiera. No acceda, envíe mensajes ni guarde ninguna información que pueda ser inapropiada de ser vista o escuchada por otras personas.

El software que tiene derechos de autor no debe copiarse para su uso en otro lugar.

La identificación del usuario y las contraseñas se proporcionan para el acceso autorizado a los recursos informáticos de la Compañía. Se debe guardar la identificación y contraseña en medios seguros y no divulgarla a nadie por ningún motivo. Se deben denegar las solicitudes de cualquier persona, incluido el personal de tecnología de la información, cuando soliciten su contraseña. Debe cambiar la contraseña con regularidad. Todos los Destinatarios son responsables de las consecuencias de todos y cada uno de los accesos al sistema que sean el resultado del uso de su identificación y contraseña.

Toda la data e información almacenada de los servidores, redes, dispositivos electrónicos, aplicaciones, correos electrónicos y celulares son considerados propiedad de la Compañía, y, por ende, están sujetos al control, revisión, copia y seguimiento para auditoría interna, del Comité de Ética Corporativa y/o el Oficial de Cumplimiento en Colombia.

También se espera que los Destinatarios den cumplimiento total y estricto a la Política de Redes Sociales de la Compañía.

USO DE INFORMACIÓN PRIVILEGIADA

El uso indebido de información privilegiada carece de ética y es ilegal. Los Destinatarios no pueden negociar títulos valores de la Compañía mientras que posean información no pública sobre la Compañía. También es ilegal "dar un aviso" o transmitir información privilegiada a cualquier persona que pueda tomar una decisión de inversión de acuerdo con dicha información o enviar la información a otros.

La Política y Procedimientos de Divulgación, Confidencialidad, Uso de Información Privilegiada, Periodo de Bloqueo y Anti-Cobertura de la Compañía establecen además las obligaciones de los Destinatarios con respecto a la negociación de títulos valores de la Compañía.

OBSEQUIOS Y ENTRETENIMIENTO

Los Destinatarios u otros representantes no pueden ofrecer, solicitar ni aceptar obsequios, en efectivo u obsequios equivalentes en dinero, favores, cortesías, invitaciones o entretenimiento ("**Obsequios y Entretenimiento**") para asegurar un trato preferente para sí mismos o para la Compañía. Se deben evitar las situaciones en las que se pueda ver o parezca estar influenciado el juicio de los Destinatarios u otros representantes por consideraciones inadecuadas. De forma limitada y razonable los Obsequios y Entretenimiento pueden ser aceptados u ofrecidos por un Destinatario u otro representante de la Compañía sin previa autorización del Oficial de Cumplimiento o el Comité de Ética Corporativa en Canadá si se cumplen todos los siguientes requisitos:

- cuando su valor comercial no exceda los $500 dólares canadienses al año, por persona, entregados o recibidos por la misma contraparte, según se actualice este valor periódicamente ("**Asignación de Obsequios y Entretenimiento**");

- el propósito principal del entretenimiento es la discusión de proyectos específicos, de oportunidades, o educación, en relación con el producto de la Compañía y quien asiste a la actividad es un representante de la Compañía;

- los Obsequios y Entretenimiento: (i) tienen un valor nominal (por ejemplo, pocillos con el logo, gorras, camisetas, memorias USB, calendarios y cuadernos que contienen el logo de la Compañía u otro logo oficial); (ii) no superan la Asignación de Obsequios y Entretenimiento aplicable; o (iii) son generalmente distribuidos por quien lo ofrece, a sus clientes o proveedores como una muestra de buena voluntad durante festivales, festividades o cualquier otra ocasión especial;

- cuando se incurra en gastos de Obsequios y Entretenimiento para Funcionarios de Gobierno se debe conservar documentos de respaldo como, listados de asistentes y constancias de entrega con el fin de rastrear la frecuencia de los Obsequios y Entretenimientos que involucran a Funcionarios de Gobierno;

- los Obsequios y Entretenimientos están permitidos en la medida en que cumplan con la legislación local, sean consistentes con los principios éticos de la cultura local respectiva, y cumplan con las políticas internas;

- los Obsequios y Entretenimiento no contradicen los valores del Código de Conducta y los valores de ética y de transparencia adoptados por la Compañía;

- los Obsequios y Entretenimiento no afectan la imagen de la Compañía;

- los Obsequios y Entretenimiento se entregan o reciben de acuerdo con la práctica comercial común o una costumbre social generalmente aceptada;

- los Obsequios y Entretenimiento no infringen los términos de la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude de la Compañía (la "**Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude**"); y

- todos los reembolsos de gastos están respaldados por recibos.

Se requiere la aprobación previa del Oficial de Cumplimiento en Colombia o del Comité de Ética Corporativa para entregar o recibir Obsequios y Entretenimiento, cuyo valor excede la Asignación de Obsequios y Entretenimiento.

El intercambio de dicho Obsequio y Entretenimiento no deberá crear sentido de obligación. Nunca se debe ofrecer ni aceptar dinero por parte de un Destinatario u otro representante como Obsequio o Entretenimiento.

El valor de los Obsequios y Entretenimiento debe ser de un valor no representativo y habitual con respecto a la frecuencia y al valor. Los Obsequios y Entretenimiento que son repetitivos (independientemente de que sean pequeños) se pueden percibir como un intento para crear una obligación para quien los da, y por lo tanto son inapropiados. De igual forma, el entretenimiento empresarial debe tener una escala moderada y solo deben estar destinados para contribuir con los objetivos de la Compañía Se debe tener un buen juicio. "Todos lo hacen" no es justificación, si tiene dificultades al determinar si un Obsequio y Entretenimiento se encuentra dentro de los límites de la práctica comercial aceptable, pregúntese lo siguiente:

- ¿Es legal?

- ¿Se relaciona claramente con el negocio?

- ¿Es moderado, razonable y de buen gusto?
- ¿La divulgación al público afectará la imagen de la compañía?
- ¿Existe alguna presión para corresponder u otorgar favores especiales?
- ¿Se está ofreciendo para influenciar algún tipo de decisión o para ganar una ventaja inapropiada?
- ¿Cumple con los Valores de este Código y las demás Políticas?

Se aplican reglas estrictas cuando la Compañía y sus subsidiarias realizan negocios con agencias y Funcionarios de Gobierno, ya sea en Canadá o en otros países donde opera la Compañía, tal como se explica en detalle a continuación y en la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude. Debido a la naturaleza sensible de estas relaciones, contacte al Oficial de Cumplimiento en Colombia o al Comité de Ética Corporativa en Canadá o use cualquiera de los canales dispuestos por la Compañía antes de ofrecer o dar cualquier Obsequio y Entretenimiento a un Funcionario de Gobierno, en caso de tener dudas sobre si esta conducta se encuentra permitida a la luz de este Código, de la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude, o si tiene alguna pregunta en relación con la aplicación de estos estándares en un caso específico.

FRAUDE, SOBORNO Y CORRUPCIÓN

Los Destinatarios deben cumplir con todas las leyes aplicables que prohíben Pagos Indebidos a los Funcionarios de Gobierno nacionales y extranjeros.

En Canadá, la *Ley de Corrupción de Funcionarios Públicos en el Extranjero* (la "**Ley de Corrupción**") dispone que cada persona comete un delito cuando, para obtener o retener una ventaja en el curso del negocio, directamente o indirectamente da, ofrece o acuerda dar u ofrecer un préstamo, recompensa, ventaja o beneficio de cualquier tipo a un Funcionario de Gobierno en el extranjero o a cualquier persona en beneficio de un Funcionario de Gobierno en el extranjero, como contraprestación por un acto u omisión por parte de este en relación con sus deberes o funciones, o para inducir al Funcionario de Gobierno a que utilice su posición para influir en cualquier acto o decisión del Estado extranjero u organización internacional pública para la cual el Funcionario de Gobierno desarrolla sus deberes o funciones. La Compañía ha adoptado la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude y todos los Destinatarios y demás representantes de la Compañía deben cumplir de manera estricta y plena con dicha Política, así como con la normatividad aplicable.

La violación de la Ley y las demás normas en contra del fraude, el soborno y la corrupción en las jurisdicciones en las cuales opera la Compañía es un delito y cada persona que se compruebe que incumplió estas normas es culpable y puede recibir una pena de prisión y otras sanciones aplicables. Además de las acciones disciplinarias establecidas en la Ley, cualquier Destinatario u otro representante que viole estas normas o la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude también estará sujeto a acciones disciplinarias por parte de la Compañía, según se establece en este Código de Conducta.

Ningún Destinatario de la Compañía puede contratar a un consultor, agente u otro tercero hasta que se lleve el proceso suficiente de debida diligencia en el que se concluya con seguridad razonable, que el consultor, agente, banquero, socio, contratista, intermediario u otro tercero entiende y se acogerá plenamente a la Ley, todas las normas en contra del fraude, el soborno y la corrupción en las jurisdicciones en las cuales opera la Compañía, la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude y el presente Código de Conducta.

TRATO JUSTO

La Compañía cree en la competencia justa y abierta y se adhiere a los requisitos de la *Ley de Competencia* (Canadá) (la "**Ley de Competencia**") y todas las leyes antimonopolio y de competencia aplicables en las jurisdicciones en las que opera la Compañía. El objeto de la Ley de Competencia es mantener un mercado competitivo al prohibir ciertas actividades que podrían reducir, impedir o evitar la competencia que perjudique a los consumidores y establece ciertas prohibiciones sobre cómo pueden tratarse los competidores entre sí, al igual que cómo tratan las empresas a sus proveedores y clientes.

Cada Destinatario debe tratar de negociar de manera justa con los Grupos de Interés de la Compañía. Ningún Destinatario debe tomar ventaja injusta de cualquier otra persona mediante una conducta ilegal, manipulación, ocultamiento, abuso de información privilegiada, falsedad en hechos materiales o cualquier otra práctica que implique una negociación injusta o desleal.

Los Destinatarios involucrados en procesos de contratación tienen la responsabilidad especial de adherirse a los principios de competencia justa en la compra de los productos y servicios al seleccionar proveedores basados exclusivamente en las consideraciones comerciales normales, como por ejemplo calidad, costo, disponibilidad, servicio y reputación, y no en la recepción de favores especiales.

A continuación, incluimos algunas reglas generales para los Destinatarios de la Compañía:

Ningún Destinatario podrá:

- coludirse secretamente con terceros en procesos licitatorios o en la adjudicación de contratos, la distribución de crudo o gas natural o la fijación de los términos de las ofertas;

- intercambiar o discutir precios, términos o condiciones relacionados con la venta de crudo o gas natural, la asignación de cuotas de producción o suministro, prácticas de comercialización, canales de distribución del producto o cualquier otra información competitiva;

- celebrar cualquier entendimiento, acuerdo, plan o esquema, expreso o implícito, formal o informal con cualquier competidor con respecto a los precios, términos o condiciones relacionados con la venta, producción, distribución o comercialización de crudo o gas natural, la venta de crudo o gas natural a un comprador bajo condiciones diferentes a las ofrecidas a otro comprador con la intención de reducir o eliminar la competencia en el mercado o cualquier otro término o condición que pudiese establecer o imponer condiciones restrictivas en el mercado;

- vender ni prestar servicios en cualquier parte de un país en donde la Compañía opere, a un precio diferente al ofrecido en otra parte del país, cuando la intención o el efecto es reducir o eliminar la competencia en esa parte del país;

- cumplir con una solicitud de un proveedor, cliente o competidor para tomar una acción que pueda ir en detrimento de otro proveedor, cliente o competidor;

- obtener información no pública sobre un competidor o recibir directamente por parte de dicho competidor;

- dar declaraciones falsas o confusas sobre la producción de crudo de la Compañía;

- alterar o destruir cualquier documento que pueda ser objeto de investigación por parte del Comisionado de Competencia o cualquier otra entidad de defensa de la competencia en las jurisdicciones en que opera la Compañía; o

- participar, con intención y conocimiento en cualquier conducta que viole o que pueda violar la Ley de Competencia o leyes similares en las jurisdicciones en las que opera la Compañía.

Los Destinatarios **deberán**:

- buscar aclaración de la alta gerencia, el Comité de Ética Corporativa o del Oficial de Cumplimiento en Colombia en relación con cualquier situación que pueda implicar un problema, duda o aclaración bajo la Ley de Competencia o leyes similares en las jurisdicciones en las que opera la Compañía;

- decirle a cualquier persona que inicia una discusión relacionada con un tema prohibido que no puede discutirlo, ya que la Compañía cumple estrictamente con la Ley de Competencia y leyes similares en las jurisdicciones en la que opera la Compañía;

- detener cualquier conversación con cualquier persona que insista en abordar un tema prohibido;

- reportar de inmediato, de acuerdo con lo establecido en la Política de Denuncia de Irregularidades, cualquier violación conocida o supuesta de la Ley de Competencia o cualquier solicitud o incidentes para acordar precios, asignar territorios, negaciones de suministro de crudo, etc.; y

- obtener información sobre la competencia de fuentes públicas, como por ejemplo publicaciones comerciales, reportes del gobierno y documentos publicados.

Los Destinatarios que hagan caso omiso a la política de cumplimiento de la Ley de Competencia de la Compañía o participen en actividades que violen la Ley de Competencia o leyes similares en las jurisdicciones en las que la Compañía opera, se someterán a medidas disciplinarias. Dependiendo de las circunstancias, la medida disciplinaria puede incluir la suspensión o el despido.

Los Destinatarios y Grupos de Interés deben reportar cualquier violación conocida o supuesta de los anteriores principios de trato justo, incluyendo aquellos relacionados con la Ley de Competencia al Oficial de Cumplimiento, el Comité de Ética y Cumplimiento en Colombia, o Comité de Ética Corporativa.

RELACIONES CON EL CLIENTE

Todos los Destinatarios de la Compañía debe actuar con integridad y respeto al tratar con los clientes de la Compañía, a fin de proveer un producto de calidad y un excelente servicio. La Compañía busca el desarrollo de relaciones a largo plazo con sus clientes de acuerdo con parámetros de confianza y respeto mutuos.

Al entablar cualquier relación comercial con un cliente, se llevará a cabo una evaluación de riesgos y un proceso de **Debida Diligencia** adecuada.

RELACIONES CON LOS SOCIOS

La Compañía busca establecer relaciones con sus socios comerciales basadas en la confianza, respeto, principios éticos, transparencia de la información y la implementación de conocimientos, experiencias y competencias comunes para alcanzar objetivos en beneficio mutuo. Los Destinatarios de la Compañía se comprometerán a aplicar estos mismos principios cuando traten con los directores, funcionarios, empleados, contratistas y consultores de las compañías asociadas.

Al entablar cualquier relación comercial con un socio, se llevará a cabo una evaluación de riesgos y un proceso de **Debida Diligencia** adecuados.

RELACIONES CON PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

Al seleccionar proveedores y contratistas para la Compañía, los Destinatarios deben ser imparciales y objetivos. Los Destinatarios deben aplicar criterios de calidad y costo en estos procesos y evitar cualquier interés personal que pueda entrar en conflicto con los intereses de la Compañía.

Al entablar cualquier relación comercial con un proveedor o contratista, se llevará a cabo una evaluación de riesgos adecuada y un proceso de Debida Diligencia.

La Compañía informará a sus proveedores y contratistas de las obligaciones contraídas con la aceptación de este Código a fin de garantizar la mejor aplicación posible de los principios establecidos en el presente.

ORGANIZACIONES SIN ÁNIMO DE LUCRO, ASOCIACIÓN PROFESIONAL Y PARTICIPACIÓN POLÍTICA

La Compañía apoya a los Destinatarios que aportan a sus comunidades mediante su participación en organizaciones de caridad, servicio comunitario y profesionales. Si los Destinatarios utilizan la Compañía para dichas actividades, solo lo deben hacer con el consentimiento y aprobación previa del Comité de Ética Corporativa.

Los Destinatarios que participen en un proceso político deben asegurarse de separar sus actividades personales de su asociación con la Compañía. Estas actividades no se deben realizar durante el horario de trabajo en la Compañía ni implicar el uso de los recursos de esta. A los empleados no se les reembolsarán los aportes políticos personales. Ningún Destinatario puede realizar ni comprometerse a aportes políticos en representación de la Compañía.

Los Destinatarios deben hablar como individuos y no como voceros de la Compañía.

APORTES POLÍTICOS

Existen leyes y reglamentos relacionados con los aportes políticos realizados tanto en dinero como en "especie" que son aplicables a la Compañía. Sin embargo, cuando la Compañía lo considere apropiado, ocasionalmente puede optar por hacer tales aportes, pero solo cuando lo autorice el Comité de Ética Corporativa de la Compañía, y solo cuando el aporte sea legal y apropiado para entidades como la Compañía.

CABILDEO

El cabildeo es la comunicación de cualquier forma con Funcionarios de Gobierno con el fin de desarrollar o enmendar leyes, reglamentos, políticas o directrices, o para obtener un beneficio financiero, como una subvención o contribución.

Ocasionalmente, Parex puede optar por participar en discusiones de políticas públicas sobre temas relevantes para su negocio, incluso a través de su participación y apoyo a organizaciones de la industria. Al adelantar dichas conversaciones con Funcionarios de Gobierno, la Compañía puede contratar a cabilderos consultores (lobistas) para que participen en actividades de cabildeo en su nombre; sin embargo, todas las actividades de cabildeo con Funcionarios de Gobierno deberán ser planificadas, coordinadas, y deben ser realizadas únicamente por miembros de la alta gerencia de la Compañía, o la Vicepresidencia de Relaciones con el Gobierno Parex cumple con la legislación de cabildeo aplicable, siguiendo los requisitos aplicables de registro y reporte en los países donde operamos

Si un Destinatario no está seguro de si sus comunicaciones con un Funcionario de Gobierno pueden estar reguladas por la normatividad aplicable, debe buscar la orientación del Oficial de Cumplimiento en Colombia, o el Comité de Ética Corporativa, y, cuando sea procedente, recibir asesoría legal con anticipación.

CUMPLIMIENTO CON LAS LEYES, NORMAS Y REGLAMENTOS

Cada Destinatario debe, en todo momento, cumplir con la ley aplicable dentro de cualquier jurisdicción en la que la Compañía realice negocios y debe evitar cualquier situación que se pueda considerarse inadecuada, poco ética o que indique una actitud despreocupada hacia el cumplimiento de la ley.

Ningún Destinatario colaborará con terceros para violar la ley. Los Destinatarios deben actuar con honestidad, integridad y de acuerdo con los valores de la Compañía en todos los acercamientos y en todas las transacciones con las autoridades legales y Funcionario de Gobierno y deben asegurar que la información remitida por ellos sea precisa, concisa y completa. Los Destinatarios no deben obstaculizar las solicitudes de información recibidas de los Funcionario de Gobierno o el cumplimiento de cualquier otro deber que pueda desarrollar un Funcionario de Gobierno en el ejercicio legítimo de su autoridad, en la medida en que se establezcan y se ejerzan de acuerdo con las leyes vigentes y demás disposiciones legales.

Se espera que los Destinatarios conozcan suficientemente cualquier legislación que aplique a su cargo directivo, cargo o empleo y deberán reconocer las posibles responsabilidades, recurriendo a las instrucciones del Oficial de Cumplimiento en Colombia, el Comité de Ética Corporativa y, cuando sea procedente, recibir asesoría legal con anticipación. Garantizar el cumplimiento de la ley es una responsabilidad personal de cada individuo. El desconocimiento de la legislación o la dependencia de este Código o sus políticas y procedimientos de soporte no constituye una defensa.

SEGURIDAD INDUSTRIAL, SALUD Y CUMPLIMIENTO DE LAS LEYES AMBIENTALES

La Compañía es sensible frente a las consecuencias ambientales, de salud y seguridad de sus operaciones. Por lo anterior, la Compañía operará cumpliendo con las leyes y reglamentos ambientales aplicables dentro de todas las jurisdicciones en las que la Compañía realiza sus negocios.

El compromiso de la Compañía de proteger a sus Destinatarios y el medio ambiente circundante de cualquier impacto negativo o dañino se describe en la Política de Seguridad y Salud Ocupacional y la Política Integral HSEQ de la Compañía (Colombia) (en conjunto las "**Políticas Corporativas de SST**").

Todos los Destinatarios son responsables de mantener un lugar de trabajo seguro, siguiendo las reglas y prácticas de seguridad y salud. La Compañía se compromete a mantener los sitios de trabajo libres de peligros. Cualquier accidente, lesión, equipo, práctica o condición insegura se debe reportar de inmediato a un supervisor u otra persona designada. Se prohíben las amenazas o actos de violencia o intimidación física.

A fin de proteger la seguridad de todos los empleados, el medio ambiente y terceros, los Destinatarios deben reportarse al trabajo libres de la influencia de cualquier sustancia que pueda impedir que realicen las actividades de trabajo de manera segura y efectiva.

Si algún Destinatario tiene cualquier duda en cuanto a la aplicación o significado de un reglamento ambiental, de salud o seguridad en particular, debe tratar el asunto con un miembro del Comité de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Reservas (HSE).

DERECHOS HUMANOS, DISCRIMINACIÓN Y ACOSO

La Compañía se compromete a respetar y velar por los derechos humanos y libertades públicas. Por lo tanto, todos los Destinatarios de la Compañía deben respaldar este compromiso al realizar sus actividades profesionales respetando y protegiendo plenamente los derechos humanos y las libertades públicas de ellos mismos, y de aquellos a su alrededor.

La Compañía también se compromete a ofrecer igualdad de oportunidades en todos los aspectos del empleo. La conducta abusiva, acosadora u ofensiva es inaceptable, ya sea verbal, física o visual. Los Destinatarios deben cumplir con todas las leyes que prohíben la discriminación y el acoso.

La Compañía ha adoptado una Política de Derechos Humanos y una Política de Prevención de la Violencia y el Acoso y todos los Destinatarios de la Compañía deben cumplir estricta e íntegramente con dicha Política de Derechos Humanos y la Política de Prevención de la Violencia y el Acoso, así como de todas las normas aplicables.

PRECISIÓN DE LOS REGISTROS DE LA COMPAÑÍA Y PRESENTACIÓN DE INFORMES

El registro, reporte honesto y preciso de la información son fundamentales para la capacidad de la Compañía de tomar decisiones de negocios responsables. Se confía en los registros contables de la Compañía para producir informes a la gerencia de la Compañía, accionistas, acreedores, entes gubernamentales y demás.

Los registros de la Compañía deben en todo momento prepararse de manera precisa y mantenerse adecuadamente, de acuerdo con las políticas de administración de registros de la Compañía, los principios contables generalmente aceptados y cualquier otra ley, regla y norma aplicable. No se pueden realizar entradas falsas, artificiales o engañosas en los registros de la Compañía por ningún motivo. Los libros de la Compañía deben reflejar de manera precisa las transacciones que registra. La Compañía no permite la clasificación errónea e intencional de las transacciones frente a las cuentas, departamentos o periodos contables. Todas las transacciones deben estar respaldadas por documentación precisa, con detalle razonable, registrarse en la cuenta y en el periodo contable adecuados. Ningún Destinatario puede participar, permitir ni ocultar cualquier irregularidad financiera o contable.

Los registros de la Compañía son de hecho, propiedad de la Compañía; por lo tanto, los registros no se deben retirar de las instalaciones de la Compañía, a menos que sea por un motivo de negocios legítimo de conformidad con la Política de Gestión y Retención Documental y cualquier documento retirado o se debe devolver a las instalaciones de la Compañía lo antes posible.

Los procedimientos y controles contables se establecen en las políticas y prácticas de la Compañía. Dentro de estas políticas y prácticas, los altos ejecutivos de la Compañía tienen la responsabilidad principal de establecer y monitorear sistemas adecuados de controles internos, de acuerdo con los principios de contabilidad sólidos y todos los Destinatarios se deben adherir a dichos controles. Los empleados de la Compañía deben cooperar completamente y de inmediato con los auditores externos independientes de la Compañía.

Cualquier Destinatario o Grupo de Interés que tenga una inquietud relacionada con la divulgación inadecuada, o el incumplimiento en divulgar cualquiera de las actividades o transacciones de la Compañía debe presentar el asunto al Comité de Finanzas y Auditoría o reportar la inquietud de la manera establecida en este Código y en la Política de Denuncia de Irregularidades de la Compañía. No se deben tomar acciones contra cualquier Destinatario o Grupo de Interés que opte por reportar una conducta inapropiada.

DENUNCIA DE VIOLACIONES

El Código no puede abordar todas las situaciones que podrían enfrentar los Destinatarios. Pueden surgir circunstancias no contempladas en este Código y Procedimientos en tales casos se espera que los Destinatarios puedan tomar decisiones sobre las acciones apropiadas para resolver o enfrentar dicha situación. No obstante, La Junta Directiva ha establecido opciones para cualquier Destinatario que busque asesoramiento sobre asuntos de cumplimiento o que tenga la intención de denunciar conductas indebidas que constituyan violaciones al presente Código.

Los Destinatarios y Grupos de Interés pueden acudir a cualquiera de los siguientes canales:

- cualquier miembro del Comité de Ética Corporativa;
- cualquier miembro del Comité de Ética y Cumplimiento;
- el Oficial de Cumplimiento en Colombia;
- su supervisor;

- cualquier miembro del Comité de Divulgación;

- la Línea Ética de la Compañía, **EthicsPoint**, en www.ethicspoint.com, 1-888-279-5269 en Estados Unidos y Canadá; 01-800-5189589 en Colombia;

- la Comisión de Derechos Humanos de la Provincia de Alberta, Oficina Regional del Sur, 200 J.J. Bowlen Building, 620 - 7 Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 0Y8, teléfono (403) 297-6571 (Línea de Consulta Confidencial); y

- cualquier otro miembro de la Junta Directiva.

Este contacto se puede realizar con identificación o de manera anónima.

Cualquiera que busque asesoría o haga un reporte en relación con una Denuncia, una Consulta, una conducta inapropiada o una violación al presente Código está cumpliendo con los lineamientos de este Código y las expectativas de la Junta Directiva. La Compañía promueve dicha acción. Las Represalias contra cualquier persona que presente una Denuncia de buena fe sobre una conducta que va en contravía de este Código, no se tolerarán. La Compañía tomará medidas disciplinarias apropiadas, incluyendo la desvinculación de la Compañía, frente a cualquier persona que participe en una conducta que constituya una Represalia inadecuada.

Todas las Denuncias se evaluarán de conformidad con la Política de Denuncia de Irregularidades. Todas las Denuncias y Consultas podrán dar lugar a un proceso de investigación para determinar si los hechos son ciertos y adoptar las medidas necesarias que la Compañía considere oportunas.

EXCEPCIONES AL CÓDIGO DE CONDUCTA

Cualquier excepción a este Código para los funcionarios ejecutivos o directores se hará únicamente por parte de la Junta Directiva o un comité de la Junta Directiva. La conducta de un director o funcionario ejecutivo que constituya una desviación material de este Código se debe divulgar de inmediato, si así lo exige la ley o el reglamento de la bolsa de valores.

VIOLACIÓN DE ESTE CÓDIGO

Cualquier determinación de una violación o incumplimiento de este Código por parte de un Destinatario puede implicar una sanción a la persona, incluso la solicitud de su renuncia. En el caso en el que la violación de un Destinatario implique un incumplimiento fundamental de su contrato laboral, dicho incumplimiento constituirá la base para la terminación inmediata de dicho empleo por justa causa, y sin previo aviso o indemnización. Cada Destinatario reconoce que cuando la Compañía determine que una persona ha violado el Código y solicita la renuncia la persona podrá renunciar. Sin embargo, la decisión de presentar la renuncia sigue siendo voluntaria para el Destinatario.

AUTORIZACIÓN

Yo, el suscrito, por el presente certifico que:

1. He leído y entiendo el anterior Código de Conducta de Parex Resources Inc., y sus subsidiarias (la "**Compañía**" o "**Parex**") y acepto regirme por los términos y condiciones de dicho Código y todas las Políticas de la Compañía a que hace referencia el presente.

2. Entiendo que todos los Destinatarios de la Compañía y sus filiales y subsidiarias, incluyéndome a mí, nos debemos regir por el Código de Conducta y que mi adhesión al Código de Conducta no garantiza mi servicio continuo en la Compañía.

3. Se que es ilegal bajo la *Ley de Corrupción de Funcionarios Públicos en el Extranjero* y todas las normas aplicables, dar, ofrecer, prometer o autorizar dar **Cualquier Cosa de Valor** a cualquier **Funcionario de Gobierno** de un gobierno extranjero o partido político en un intento de ganar o mantener un negocio o garantizar cualquier ventaja inadecuada. No violará ni haré que la Compañía viole la *Ley de Corrupción de Funcionarios Públicos en el Extranjero,* así como cualquier norma aplicable y cumpliré de manera estricta y plena con la Política Antisoborno, Anticorrupción y Antifraude.

4. Entiendo mi responsabilidad de buscar asesoría, presentar una inquietud o reportar una mala conducta o una violación al Código de acuerdo con la sección denominada "Denuncia de Violaciones" de este Código.

5. Entiendo que cualquier violación del Código de Conducta, incluyendo mi incumplimiento en denunciar una mala conducta o violación de este o mi falta en cooperación en una investigación de cumplimiento puede implicar una acción correctiva y/o acción disciplinaria que puede incluir, o constituir la base de terminación del contrato laboral, comercial y/o jurídico.

Firma _____
Nombre Impreso:
Fecha:



MANAGEMENT'S REPORT

Management is responsible for the reliability and integrity of the consolidated financial statements, the notes to the consolidated financial statements, and other financial information presented elsewhere in this annual report.

The consolidated financial statements were prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards"). Since a precise determination of many assets and liabilities is dependent on future events, the timely preparation of financial statements requires that management make estimates and assumptions and use judgment. When alternative accounting methods exist, management has chosen those that it deems most appropriate in the circumstances.

PricewaterhouseCoopers LLP were appointed by the Company's shareholders to express an audit opinion on the consolidated financial statements. Their examination included such tests and procedures as they considered necessary to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

The Board of Directors is responsible for overseeing that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises this responsibility through the Finance & Audit Committee. The Finance & Audit Committee recommends appointment of the external auditors to the Board, evaluates their independence and approves their fees. The Finance & Audit Committee meets regularly with management and the external auditors to oversee that management's responsibilities are properly discharged, to review the consolidated financial statements and recommend that the consolidated financial statements be presented to the Board for approval. The external auditors have full and unrestricted access to the Finance & Audit Committee to discuss their audit and their findings.

"signed"	"signed"
Imad Mohsen	Sanjay Bishnoi
President and Chief Executive Officer	Chief Financial Officer

February 29, 2024

Independent auditor's report

To the Shareholders of Parex Resources Inc.

Our opinion

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Parex Resources Inc. and its subsidiaries (together, the Company) as at December 31, 2023 and 2022, and its financial performance and its cash flows for the years then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board (IFRS Accounting Standards).

What we have audited
The Company's consolidated financial statements comprise:

- the consolidated balance sheets as at December 31, 2023 and 2022;
- the consolidated statements of comprehensive income for the years then ended;
- the consolidated statements of changes in equity for the years then ended;
- the consolidated statements of cash flows for the years then ended; and
- the notes to the consolidated financial statements, comprising material accounting policy information and other explanatory information.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Our responsibilities under those standards are further described in the ***Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*** section of our report.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Independence
We are independent of the Company in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the consolidated financial statements in Canada. We have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2023. These matters were

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canada, T2P 5L3
T: +1 403 509 7500, F: +1 403 781 1825, ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" refers to PricewaterhouseCoopers LLP, an Ontario limited liability partnership.

addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Key audit matter	How our audit addressed the key audit matter
The impact of oil and natural gas reserves on net property, plant and equipment (PP&E) ***Refer to note 2 – Basis of preparation, significant accounting estimates and judgments, note 3 – Summary of material accounting policies, note 4 – Determination of fair values and note 8 – Property, plant and equipment to the consolidated financial statements.*** The Company has $1,338 million of net PP&E as at December 31, 2023. Depletion, depreciation and amortization (DD&A) expense was $194 million for the year then ended. PP&E within each cash generating unit (CGU) is depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated future costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. Costs of major development projects are excluded from the costs subject to depletion until they are available for use. The proved plus probable reserves are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators (management's experts). For the purpose of impairment testing, assets are grouped into the smallest group of assets that generates cash inflows from continuing use that are largely independent of the cash inflows of other assets or groups of assets. The carrying amounts of the Company's long-term assets are reviewed at each reporting date to determine whether there are any indicators of impairment. If an indicator of impairment exists, management estimates the asset's recoverable amount. Impairment loss is recognized if the carrying amount of an asset or its	Our approach to addressing the matter included the following procedures, among others: • Tested how management determined the recoverable amount for the Boranda/Fortuna CGU and DD&A expense for each of the CGUs, which included the following: – Evaluated the appropriateness of the method used by management in making these estimates. – Tested the data used in determining these estimates. – Evaluated the reasonableness of the assumptions used in developing the underlying estimates: ○ Proved plus probable reserves, future development costs and operating costs by considering the past performance of each significant CGU, and whether these assumptions were consistent with evidence obtained in other areas of the audit. ○ Future commodity prices by comparing those forecasts with other reputable third party industry forecasts. ○ The discount rate by determining whether it is consistent with evidence obtained. – Recalculated the unit-of-production rates used to calculate the DD&A expense for each of the Company's CGUs. • The work of management's experts was used in performing the procedures to evaluate the reasonableness of the proved plus probable reserves used to determine the DD&A expense and the recoverable amount of the

CGU exceeds its estimated recoverable amount. The fair value less cost of disposal (FVLCD) is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators (management's experts).

An indication of impairment was identified for the Boranda/Fortuna CGU as at December 31, 2023 and an impairment test was performed. The Company determined that the carrying amount for the Boranda/Fortuna CGU exceeded its recoverable amount and an impairment of $60 million was recorded. The recoverable amount was determined using fair value less cost of disposal. As at December 31, 2023, there were no indicators of impairment noted, or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments for the remaining CGUs. Determining the recoverable amount of a CGU or an individual asset requires the use of estimates and assumptions, which are subject to change as new information becomes available. Changes in reserve estimates impact the financial results of the Company as reserves and estimated future development costs are used to calculate depletion and are also used in measuring fair value less costs of disposal of property, plant and equipment for impairment calculations.

We determined that this is a key audit matter due to (i) the significant judgment made by management, including the use of management's experts, when developing the expected future after tax net cash flows to determine the recoverable amount and the proved plus probable oil and natural gas reserves; and (ii) a high degree of auditor judgment, subjectivity and effort in performing procedures relating to the significant assumptions.

Boranda/Fortuna CGU. As a basis for using this work, the competence, capabilities and objectivity of management's experts was evaluated, the work performed was understood and the appropriateness of the work as audit evidence was evaluated. The procedures performed also included evaluation of the methods and assumptions used by management's experts, tests of the data used by management's experts and an evaluation of their findings.

Other information

Management is responsible for the other information. The other information comprises the Management's Discussion and Analysis.

Our opinion on the consolidated financial statements does not cover the other information and we do not express any form of assurance conclusion thereon.

In connection with our audit of the consolidated financial statements, our responsibility is to read the other information identified above and, in doing so, consider whether the other information is materially inconsistent with the consolidated financial statements or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated.

If, based on the work we have performed, we conclude that there is a material misstatement of this other information, we are required to report that fact. We have nothing to report in this regard.

Responsibilities of management and those charged with governance for the consolidated financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in accordance with IFRS Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the consolidated financial statements, management is responsible for assessing the Company's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Company or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those charged with governance are responsible for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with Canadian generally accepted auditing standards will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.



As part of an audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.
- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern.
- Evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.
- Obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business activities within the Company to express an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and performance of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with relevant ethical requirements regarding independence, and to communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We describe these matters in our auditor's report unless law or

regulation precludes public disclosure about the matter or when, in extremely rare circumstances, we determine that a matter should not be communicated in our report because the adverse consequences of doing so would reasonably be expected to outweigh the public interest benefits of such communication.

The engagement partner on the audit resulting in this independent auditor's report is Ryan Lundeen.

/s/PricewaterhouseCoopers LLP

Chartered Professional Accountants

Calgary, Alberta
February 29, 2024

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
Consolidated Balance Sheets

As at (thousands of United States dollars)	NOTE	December 31, 2023	December 31, 2022
ASSETS			
Current assets			
Cash and cash equivalents	**21**	**$ 140,352**	$ 419,002
Accounts receivable	**5**	**118,567**	117,958
Prepaids and other current assets		**44,990**	52,009
Current income tax receivable	**19**	**29,012**	—
Crude oil inventory	**6**	**4,254**	4,633
		337,175	593,602
Deferred tax asset	**19**	**246,678**	110,908
Goodwill	**12**	**73,452**	73,452
Exploration and evaluation	**7**	**211,590**	115,745
Property, plant and equipment	**8**	**1,338,175**	1,255,395
Long-term inventory	**9**	**204,701**	165,271
Other long-term assets	**21**	**3,556**	—
		$ 2,415,327	$ 2,314,373
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY			
Current liabilities			
Accounts payable and accrued liabilities		**$ 252,148**	$ 306,762
Derivative financial instruments	**24**	**—**	1,278
Current income tax payable	**19**	**—**	193,854
Current portion of decommissioning and environmental liabilities	**16**	**6,000**	6,720
		258,148	508,614
Bank debt	**10**	**90,000**	—
Lease obligation	**11**	**5,736**	6,079
Cash settled share-based compensation liabilities	**15**	**16,284**	13,132
Decommissioning and environmental liabilities	**16**	**89,732**	46,572
Deferred tax liability	**19**	**—**	24,984
		459,900	599,381
Shareholders' equity			
Share capital	**17**	**660,817**	682,718
Contributed surplus		**19,248**	20,334
Retained earnings		**1,275,362**	1,011,940
		1,955,427	1,714,992
		$ 2,415,327	$ 2,314,373

Commitments and Contingencies (note 26)
Subsequent Events (note 28)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Approved by the Board:

"signed"	"signed"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

Consolidated Statements of Comprehensive Income

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars, except per share amounts)	NOTE	2023	2022
Oil and natural gas sales	13	$ 1,414,552	$ 1,643,589
Royalties		(244,703)	(332,895)
Revenue		1,169,849	1,310,694
Expenses			
Production		207,129	129,980
Transportation		68,306	61,229
Purchased oil		4,583	9,936
General and administrative		61,077	51,222
Impairment of exploration and evaluation assets	7	82,858	103,394
Impairment of property, plant and equipment assets	8	59,682	—
Equity settled share-based compensation expense	17	1,043	1,228
Cash settled share-based compensation expense	18	29,321	17,900
Depletion, depreciation and amortization	8	194,229	149,351
Foreign exchange loss (gain)	24	5,486	(17,405)
		713,714	506,835
Finance (income)	14	(14,520)	(9,015)
Finance expense	14	16,416	9,708
Net finance expense		1,896	693
Income before income taxes		454,239	803,166
Income tax (recovery) expense			
Current tax expense	19	155,683	346,037
Deferred tax (recovery)	19	(160,753)	(154,239)
		(5,070)	191,798
Net income and comprehensive income for the year		$ 459,309	$ 611,368
Basic net income per common share	20	$ 4.32	$ 5.38
Diluted net income per common share	20	$ 4.32	$ 5.38

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Changes in Equity

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)		**2023**		2022
Share Capital				
Balance, beginning of year	**$**	**682,718**	$	731,713
Issuance of common shares under share-based compensation plans		**5,956**		11,084
Repurchase of shares		**(27,857)**		(60,079)
Balance, end of year	**$**	**660,817**	$	682,718
Contributed Surplus				
Balance, beginning of year	**$**	**20,334**	$	24,530
Share-based compensation		**1,043**		1,228
Options and RSUs exercised		**(2,129)**		(5,424)
Balance, end of year	**$**	**19,248**	$	20,334
Retained earnings				
Balance, beginning of year	**$**	**1,011,940**	$	637,448
Net income for the year		**459,309**		611,368
Repurchase of shares		**(77,211)**		(161,385)
Dividends		**(118,676)**		(75,491)
Balance, end of year		**1,275,362**		1,011,940
	$	**1,955,427**	$	1,714,992

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Cash Flows

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)	NOTE	2023	2022
Operating activities			
Net income		**$ 459,309**	$ 611,368
Add (deduct) non-cash items			
Depletion, depreciation and amortization	**8**	**194,229**	149,351
Non-cash finance expense	**14**	**8,347**	5,048
Equity settled share-based compensation expense	**17**	**1,043**	1,228
Cash settled share-based compensation expense	**18**	**29,321**	17,900
Deferred tax (recovery)	**19**	**(160,753)**	(154,239)
Impairment of exploration and evaluation assets	**7**	**82,858**	103,394
Impairment of property, plant and equipment assets	**8**	**59,682**	—
Unrealized foreign exchange (gain)	**24**	**(6,453)**	(9,692)
Loss on settlement of decommissioning liabilities	**16**	**199**	532
Net change in non-cash working capital	**21**	**(291,311)**	258,712
Cash provided by operating activities		**376,471**	983,602
Investing activities			
Property, plant and equipment expenditures	**8**	**(310,933)**	(389,979)
Exploration and evaluation expenditures	**7**	**(172,410)**	(122,273)
Long-term inventory expenditures, net of transfers	**9**	**(39,430)**	(140,266)
Net change in non-cash working capital	**21**	**(12,742)**	14,417
Cash (used in) investing activities		**(535,515)**	(638,101)
Financing activities			
Issuance of common shares under equity-settled plans	**17**	**3,827**	5,660
Common shares repurchased	**17**	**(105,068)**	(221,464)
Dividends	**17**	**(118,676)**	(75,491)
Bank debt	**10**	**90,000**	—
Payments on lease obligation	**11**	**(712)**	(685)
Cash (used in) financing activities		**(130,629)**	(291,980)
(Decrease) increase in cash and cash equivalents for the year		**(289,673)**	53,521
Impact of foreign exchange on foreign currency-denominated cash balances		**14,579**	(12,857)
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, beginning of year	**21**	**419,002**	378,338
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, end of year	**21**	**$ 143,908**	$ 419,002

Supplemental Disclosure of Cash Flow Information (note 21)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

1. Corporate Information

Parex Resources Inc. and its subsidiaries ("Parex" or "the Company") are in the business of the exploration, development, production and marketing of oil and natural gas in Colombia.

Parex Resources Inc. is a publicly traded Company, incorporated and domiciled in Canada. Its registered office is at 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. The Company was incorporated on August 17, 2009, pursuant to the Business Corporations Act (Alberta).

The consolidated financial statements were approved and authorized for issuance by the Board of Directors on February 29, 2024.

2. Basis of Preparation, Significant Accounting Estimates and Judgements

a) Statement of compliance

These consolidated financial statements have been prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards").

The policies applied in these consolidated financial statements are based on FRS Accounting Standards issued and outstanding as of February 29, 2024, the date the Board of Directors approved the consolidated financial statements.

b) Basis of measurement

The consolidated financial statements have been prepared under the historical cost convention except for derivative financial instruments and share-based compensation transactions which are measured at fair value. The methods used to measure fair values are discussed in note 4 - Determination of Fair Values.

c) Use of management estimates, judgments and measurement uncertainty

The timely preparation of the consolidated financial statements requires that management make estimates and use judgment regarding the reported amounts of assets and liabilities and the disclosure of contingent assets and liabilities as at the date of the consolidated financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the period. Such estimates primarily relate to unsettled transactions and events as at the date of the consolidated financial statements. Accordingly, actual results could differ from estimated amounts as future confirming events occur.

The evolving worldwide demand for energy and global advancement of alternative sources of energy that are not sourced from fossil fuels could change assumptions used to determine the recoverable amount of the Company's PP&E and E&E assets. This could affect the carrying value of those assets, may affect future development or viability of exploration prospects, may curtail the expected useful lives of oil and gas assets thereby accelerating depreciation charges and may accelerate decommissioning obligations increasing the present value of the associated provisions. The timing in which global energy markets transition from carbon-based sources to alternative energy is highly uncertain. Environmental considerations are built into our estimates through the use of key assumptions used to estimate fair value including forward commodity prices and discount rates. The energy transition could impact the future prices of commodities. Pricing assumptions used in the determination of recoverable amounts incorporate market expectations and the evolving worldwide demand for energy.

Determining the recoverable amount of a cash-generating unit ("CGU") or an individual asset requires the use of estimates and assumptions, which are subject to change as new information becomes available. Significant estimates and judgments made by management in the preparation of these consolidated financial statements are outlined below:

(i) Depletion, depreciation and reserves

Depletion is based on the proved plus probable reserves as evaluated in accordance with National Instrument 51-101, *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* ("NI 51-101") and incorporating the estimated future cost of developing and extracting those. The process of estimating reserves is complex. It requires significant judgments and decisions based on available geological, geophysical, engineering, and economic data. These estimates may change substantially as additional data from ongoing development activities and production performance becomes available and as economic conditions impacting oil and gas prices and costs change. The reserve estimates are based on current production forecasts, commodity prices and future development costs. As circumstances change and additional data becomes available, reserve estimates may also change. Estimates made are reviewed and revised, either upward or downward, as warranted by the new information. Revisions of reserve estimates are often required due to changes in well performance, prices, economic conditions and governmental regulations.

Although every reasonable effort is made to determine that reserve estimates are accurate, reserve estimation is an inferential science. As a result, subjective decisions, new geological or production information and a changing environment may impact these estimates. Revisions to reserve estimates can arise from changes in year-end oil and gas prices and reservoir performance. Such revisions can be either positive or negative. Changes in reserve estimates impact the financial results of the Company as reserves and estimated future development costs are used to calculate depletion and are also used in measuring fair value less costs of disposal of property, plant and equipment for impairment calculations (see note 8 - Property, Plant and Equipment).

(ii) Determination of cash-generating units ("CGUs")

The determination of CGUs requires judgment in defining a group of assets that generate cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or groups of assets. CGUs are determined by similar geological structure, shared infrastructure, geographical proximity, commodity type, similar exposure to market risks and materiality.

(iii) Exploration and evaluation ("E&E")

The decision to transfer assets from E&E to property, plant and equipment ("PP&E") is primarily based on the estimated proved plus probable reserves used in the determination of an area's technical feasibility and commercial viability (see note 7 – Exploration and Evaluation Assets).

(iv) Decommissioning and environmental liabilities

Decommissioning and restoration costs will be incurred by the Company at the end of the operating life of certain of its assets. The ultimate decommissioning and restoration costs are uncertain and cost estimates can vary in response to many factors including changes to relevant legal and regulatory requirements, the emergence of new restoration techniques or experience at other production sites. The expected timing and amount of expenditure can also change in response to changes in reserves, laws and regulations or their interpretation, the timing and likelihood of the settlement of the obligation, discount rates, and future interest rates. As a result, there could be significant adjustments to the provisions established which would affect future financial results. The Company uses a risk-free discount rate based on forecasted Colombia interest rates.

Liabilities for environmental costs are recognized in the period in which they are incurred, normally when the asset is developed and the associated costs can be estimated. These liabilities are in addition to the decommissioning liabilities due to government regulations that require the Company to perform additional mitigation against the environmental issues attributed to water usage and deforestation from oil and gas activities performed. In addition, the timing of expected settlement of the environmental liabilities differs from the timing of expected settlement of the decommissioning liabilities. Refer to note 16 – Decommissioning and Environmental Liabilities.

(v) Impairment indicators and discount rate

The recoverable amounts of CGUs and individual assets have been determined as the greater of either an asset's or CGU's value in use or fair value less costs of disposal. These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. It is reasonably possible that the commodity price assumptions may change, which may impact the estimated life of the oil and natural gas reserves and the recoverable economical reserves and may require a material adjustment to the carrying value of oil and natural gas assets. The Company monitors internal and external indicators of impairment relating to its property, plant and equipment, and exploration and evaluation assets. Refer to note 7 – Exploration and Evaluation Assets, note 8 – Property, Plant and Equipment and note 12 – Goodwill.

(vi) Share-based compensation

Compensation costs accrued for under the Company's Stock Option plan are subject to the estimation of what the ultimate payout will be using the Black-Scholes pricing model which is based on significant assumptions such as the future volatility of the market price of Parex shares and expected term of the issued stock option. Compensation costs accrued for under the Company's Deferred Share Unit ("DSU") plan, Cash Settled Restricted Share Units ("CRSU") plan and Cash or share settled Restricted Share Units ("CosRSU") and Performance Share Units ("CosPSU") plan pursuant to which CosRSUs and CosPSUs may be issued are measured at fair value based on the market price of Parex shares on the date of issuance. Refer to note 17 - Share Capital and note 18 - Cash Settled Incentive Plans.

(vii) Derivative financial asset/liability

The estimated fair value of derivative instruments and resulting derivative assets and liabilities depends on estimated forward prices and volatility in those prices and by their nature are subject to measurement uncertainty.

(viii) Income taxes

Tax interpretations, regulations and legislation in the various jurisdictions in which the Company and its subsidiaries operate are subject to change and interpretation. As such, income taxes are subject to measurement uncertainty. The Company follows the liability method for calculating deferred taxes. Assessing the recoverability of deferred tax assets requires the Company to make significant estimates related to the expectations of future cash flows from operations and the application of existing tax laws. To the extent that future cash flows and taxable income differ significantly from estimates, the ability of the Company to realize the deferred tax assets and liabilities recorded at the balance sheet date could be impacted. Additionally, changes in tax laws could limit the ability of the Company to obtain tax deductions in the future.

Deferred tax assets are recognized only to the extent that it is probable that taxable profit will be available against which the unused temporary differences can be utilized. Future projected income and future tax rates could be affected by oil prices, quantities of oil and gas reserves, and future oil and gas production. If these factors or other circumstances change, the Company would reassess its ability to record any increase or decrease in its deferred income tax asset. To the extent that actual outcomes differ from management's estimates, taxation charges or credits may arise in future periods. Refer to note 19 - Income Tax.

(ix) Business combinations, corporate and property acquisitions

Business combinations, corporate and property acquisitions are accounted for using the acquisition method of accounting whereby the assets acquired and the liabilities assumed are recorded at fair values. The determination of fair value often requires management to make assumptions and estimates about future events. The fair value of property, plant and equipment recognized in a business combination, corporate or property acquisition is based on market values. The market value of property, plant and equipment is the estimated amount for which PP&E could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The market value of oil and natural gas interests (included in PP&E) are estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on externally prepared reserve reports. The market value of E&E assets are estimated with reference to the market values of current arm's length transactions in comparable locations. Assumptions are also required to determine the fair value of decommissioning obligations associated with the properties. Changes in any of these assumptions or estimates used in determining the fair value of acquired assets and liabilities could impact the amounts assigned to assets, liabilities and goodwill (or gain from a bargain purchase) in the acquisition equation. Future net earnings can be affected as a result of changes in future depletion and depreciation, asset impairment or goodwill impairment.

x) Impact of climate change and environmental initiative regulations

In Colombia there is currently no specific regulation that obliges companies to specifically monitor and report greenhouse gas ("GHG") emissions. Although at the present time there is no specific regulations related to climate change or GHG emissions in Colombia, the Company has a plan in place to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of the Company's operations. Climate change regulation in Colombia has the potential to significantly affect the regulatory environment of the crude oil and natural gas industry in Colombia. Such regulations impose certain costs and risks on the industry, and there remains some uncertainty with regard to the impact of climate change and environmental laws and regulations on the Company, as the Company is unable to predict additional legislation or amendments that the Colombian government may enact in the future. Any new laws and regulations, or additional requirements to existing laws and regulations, could have a material impact on the Company's operations and cash flow.

3. Summary of Material Accounting Policies

The accounting policies set out below have been applied consistently to all years presented in these consolidated financial statements and have been applied consistently by the Company and its subsidiaries.

a) Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and all of its subsidiaries at December 31, 2023. The principal operating subsidiaries and their activities are:

Entity	Country of incorporation	Country of principle business activity	Ownership %	Principle business activity
Parex Resources (Colombia) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development
Verano Energy (Switzerland) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development

The above listing does not include the wholly-owned holding company subsidiaries or inactive operating company subsidiaries of Parex. All companies in the Parex group are wholly-owned subsidiaries.

Inter-company balances and transactions are eliminated on consolidation. Interests in joint arrangements are classified as either joint operations or joint ventures, depending on the rights and obligations of the parties to the arrangement. Joint operations arise when the Company has rights to the assets and obligations for the liabilities of the arrangement. The Company recognizes its share of assets, liabilities, revenues and expenses of a joint operation. A significant portion of the Company's operating cash flows is derived through joint operations which are involved in the development and production of crude oil in Colombia. Joint ventures arise when the Company has rights to the net assets of the arrangement. Joint ventures are accounted for under the equity method.

b) Foreign currency translation

(i) Functional and presentation currency

Items included in the consolidated financial statements are measured using the currency of the primary economic environment in which the Company operates (the "functional currency"). The consolidated financial statements are presented in United States dollars, which is the functional currency of Parex.

(ii) Transactions and balances

Foreign currency transactions are translated into the functional currency using the exchange rates prevailing at the date of the transaction. Generally, foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of foreign currency transactions and from the translation at period-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in currencies other than an operation's functional currency are recognized in the statement of comprehensive income.

c) Financial instruments

Financial instruments are recognized when the Company becomes a party to the contractual provisions of the instrument. Financial assets and liabilities are not offset unless the Company has the current legal right to offset and intends to settle on a net basis or settle the asset and liability simultaneously.

The Company characterizes its fair value measurements into a three-level hierarchy depending on the degree to which the inputs are observable, as follows:

- Level 1 inputs are quoted prices in active markets for identical assets and liabilities;
- Level 2 inputs are inputs, other than quoted prices included within Level 1, that are observable for the asset or liability either directly or indirectly; and
- Level 3 inputs are unobservable inputs for the asset or liability.

Classification and Measurement of Financial Assets

The initial classification of a financial asset depends upon the Company's business model for managing its financial assets and the contractual terms of the cash flows. There are three measurement categories into which the Company classified its financial assets:

- Amortized Cost: Includes assets that are held within a business model whose objective is to hold assets to collect contractual cash flows and its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest;
- Fair Value through Other Comprehensive Income ("FVOCI"): Includes assets that are held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling the financial assets, where its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest; or
- Fair Value Through Profit or Loss ("FVTPL"): Includes assets that do not meet the criteria for amortized cost or FVOCI and are measured at fair value through profit or loss. This includes all derivative financial instruments.

On initial recognition, the Company may irrevocably designate a financial asset that meets the amortized cost or FVOCI criteria as measured at FVTPL if doing so eliminates or significantly reduces an accounting mismatch. On initial recognition of an equity investment that is not held-for-trading, the Company may irrevocably elect to present subsequent changes in the investment's fair value in OCI. There is no subsequent reclassification of fair value changes to earnings following the derecognition of the investment. However, dividends that reflect a return on investment continue to be recognized in net earnings. This election is made on an investment-by-investment basis.

At initial recognition, the Company measures a financial asset at its fair value and, in the case of a financial asset not at FVTPL, including transaction costs that are directly attributable to the acquisition of the financial asset. Transaction costs of financial assets carried at FVTPL are recorded as an expense in net earnings.

Financial assets are reclassified subsequent to their initial recognition only if the business model for managing those financial assets changes. The affected financial assets will be reclassified on the first day of the first reporting period following the change in the business model. A financial asset is derecognized when the rights to receive cash flows from the asset have expired or have been transferred and the Company has transferred substantially all the risks and rewards of ownership.

Impairment of Financial Assets

The Company recognizes loss allowances for Expected Credit Losses ("ECLs") on its financial assets measured at amortized cost. Due to the nature of its financial assets, the Company measures loss allowances at an amount equal to expected lifetime ECLs. Lifetime ECLs are the anticipated ECLs that result from all possible default events over the expected life of a financial asset. ECLs are a probability-weighted estimate of credit losses. Credit losses are measured as the present value of all cash shortfalls (i.e. the difference between the cash flows due to the entity in accordance with the contract and the cash flows that the Company expects to receive). ECLs are discounted at the effective interest rate of the related financial asset. The Company does not have any financial assets that contain a financing component.

As at December 31, 2023, all of the Company's receivables were outstanding for less than 90 days. The average expected credit loss on the Company's trade accounts receivable was 0.3% at December 31, 2023.

Classification and Measurement of Financial Liabilities

A financial liability is initially classified as measured at amortized cost or FVTPL. A financial liability is classified as measured at FVTPL if it is held-for-trading, a derivative, or designated as FVTPL on initial recognition. The classification of a financial liability is irrevocable.

Financial liabilities at FVTPL are measured at fair value with changes in fair value, along with any interest expense, recognized in net earnings. Other financial liabilities are initially measured at fair value less directly attributable transaction costs and are subsequently measured at amortized cost using the effective interest method. Interest expense and foreign exchange gains and losses are recognized in net earnings. Any gain or loss on derecognition is also recognized in net earnings.

A financial liability is derecognized when the obligation is discharged, cancelled or expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same counterparty with substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, it is treated as a derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. When the terms of an existing financial liability are altered, but the changes are considered non-substantial, it is accounted for as a modification to the existing financial liability. Where a liability is substantially modified it is considered to be extinguished and a gain or loss is recognized in net earnings based on the difference between the carrying amount of the liability derecognized and the fair value of the revised liability. Where a liability is modified in a non-substantial way, the amortized cost of the liability is remeasured based on the new cash flows and a gain or loss is recorded in net earnings.

Derivative Financial Instruments
Derivative financial instruments are used to manage economic exposure to market risks relating to commodity prices, foreign currency exchange rates and interest rates. Policies and procedures are in place with respect to required documentation and approvals for the use of derivative financial instruments. Where specific financial instruments are executed, the Company assesses, both at the time of purchase and on an ongoing basis, whether the financial instrument used in the particular transaction is effective in offsetting changes in fair values or cash flows of the transaction.

Risk management assets and liabilities are derivative financial instruments classified as measured at FVTPL. Derivatives financial instruments are recorded using mark-to-market accounting whereby instruments are recorded in the consolidated balance sheets as either an asset or liability with changes in fair value recognized in net earnings as a gain or loss on risk management. The estimated fair value of all derivative instruments is based on quoted market prices or, in their absence, third-party market indications and forecasts.

d) Capital assets

(i) Exploration and evaluation
All costs directly associated with the exploration and evaluation of oil and natural gas reserves are initially capitalized. E&E costs are those expenditures for an area where technical feasibility and commercial viability have not yet been determined. These costs include unproved property acquisition costs, exploration costs, geological and geophysical costs, decommissioning costs, E&E drilling, sampling and appraisals. Costs incurred prior to acquiring the legal rights to explore an area are charged directly to comprehensive income as E&E expenses.

When an area is determined to be technically feasible and commercially viable the accumulated costs are transferred to PP&E, where they are depleted. When an area is determined not to be technically feasible and commercially viable or the Company decides not to continue with its activity, the unrecoverable costs are charged to comprehensive income as impairment of exploration and evaluation assets. Net proceeds from any disposal of an intangible exploration asset are recorded as a reduction in intangible assets.

(ii) Property, plant and equipment
All costs directly associated with the development of oil and natural gas reserves are capitalized on an area-by-area basis. Development costs include expenditures for areas where technical feasibility and commercial viability have been determined. These costs include proved property acquisitions, development drilling, completion of wells, gathering facilities and infrastructure, decommissioning and restoration costs and transfers of E&E assets.

Costs accumulated within each CGU are depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated forecast costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. Costs of major development projects are excluded from the costs subject to depletion until they are available for use.

Costs associated with office furniture, fixtures and leasehold improvements are carried at cost and depreciated on a straight-line basis over the estimated service lives of the assets, which range from 1 to 5 years.

(iii) Long-term inventory
All costs in the form of long-lead material and equipment inventory, such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment, are initially capitalized. As the assets are used, they will be incorporated into the costs of the related E&E and PP&E projects.

e) Impairment of long-term assets

The carrying amounts of the Company's long-term assets, other than deferred tax assets, are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment. E&E assets are also assessed for impairment when they are reclassified to PP&E, and, if facts and circumstances suggest that the carrying amount exceeds the recoverable amount. E&E assets are allocated to related CGUs where they are assessed for impairment upon their eventual reclassification to PP&E. E&E assets not reclassified to PP&E are assessed for impairment on a block by block basis. If an indication of impairment exists, management estimates the asset's recoverable amount.

For the purpose of impairment testing, assets are grouped into the smallest group of assets that generates cash inflows from continuing use that are largely independent of the cash inflows of other assets or groups of assets. The recoverable amount of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

The value in use is determined by estimating the present value of the pre-tax future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. The FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators.

An impairment loss is recognized if the carrying amount of an asset or its CGU exceeds its estimated recoverable amount. Impairment losses are recognized in comprehensive income.

The recoverable amount of goodwill is determined as the fair value less costs of disposal using a discounted cash flow method. Goodwill is evaluated at the Colombia segment level as business combinations giving rise to goodwill do not have specifically identifiable benefits to any one CGU.

Impairment losses recognized in prior years are assessed at each reporting date for any indications that the loss has decreased or no longer exists. An impairment loss is reversed if there has been a change in the estimates used to determine the recoverable amount. An impairment loss is reversed only to the extent that the asset's carrying amount does not exceed the carrying amount that would have been determined, net of depletion and depreciation or amortization, if no impairment loss had been recognized.

f) Crude oil inventory

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

g) Purchased oil

Purchased oil includes costs to buy third party oil. The costs for third party oil are initially recorded in inventory until the crude oil title is transferred.

h) Goodwill

Goodwill is recorded on a business acquisition when the purchase price is in excess of the fair values assigned to assets acquired and liabilities assumed. Goodwill is not amortized and an impairment test is performed annually or as events occur that could indicate impairment. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, groups of CGUs, or an operating segment expected to benefit from the acquisition. Goodwill is tested by combining the carrying amounts of property, plant and equipment, exploration and evaluation assets and goodwill and comparing this to the recoverable amount. Fair value less costs of disposal, is derived by estimating the discounted after-tax future net cash flows as described in the property, plant and equipment impairment test, plus the fair market value of undeveloped land, seismic and inventory. Value in use is assessed using the present value of the expected future cash flows. Any excess of the carrying amount over the recoverable amount is recorded as impairment. Impairment charges, which are not tax affected, are recognized in comprehensive income and are not reversed. Goodwill is reported at cost less any impairment.

i) Revenue recognition

Parex principally generates revenue from the sale of commodities, which include crude oil and natural gas. Revenue associated with the sale of commodities is recognized when control is transferred from Parex to its customers. The Company's commodity sale contracts represent a series of distinct transactions. The Company considers its performance obligations to be satisfied and control to be transferred when all the following conditions are satisfied:

- Parex has transferred title and physical possession of the commodity to the buyer;
- Parex has transferred the significant risks and rewards of ownership of the commodity to the buyer; and
- Parex has the present right to payment.

Revenue is measured based on the consideration specified in a contract with a customer and excludes amounts collected on behalf of third parties. The Company sells its production of crude oil and natural gas pursuant to variable price contracts. The transaction price for variable price contracts is based on the commodity price, adjusted for quality, location and other factors. The amount of revenue recognized is based on the agreed transaction price with any variability in transaction price recognized in the same period. The Company does not have any contracts where the period between the transfer of the promised goods or services to the customer and payment by the customer exceeds one year. As a result, Parex does not adjust its revenue transactions for the time value of money.

Parex enters into contracts with customers that can have performance obligations that are unsatisfied (or partially unsatisfied) at the reporting date. The Company applies a practical expedient of IFRS 15 and does not disclose information about remaining performance obligations that have original expected durations of one year or less, or for performance obligations where the Company has a right to consideration from a customer in an amount that corresponds directly with the value to the customer of the Company's performance completed to date. The Company also applies a practical expedient of IFRS 15 that allows any incremental costs of obtaining contracts with customers to be recognized as an expense when incurred rather than being capitalized.

Contract modifications with the Company's customers could change the scope of the contract, the price of the contract, or both. A contract modification exists when the parties to the contract approve the modification either in writing, orally, or based on the parties' customary business practices. Contract modifications are accounted for either as a separate contract when there is an additional product at a stand-alone selling price, or as part of the existing contract, through either a cumulative catch-up adjustment or prospectively over the remaining term of the contract, depending on the nature of the modification and whether the remaining products are distinct.

The Company's revenue transactions do not contain significant financing components.

j) Equity settled share-based compensation

The Company has an incentive stock option plan pursuant to which the Company may issue options for certain employees, officers and directors as described in note 17 - Share Capital. The Company records share-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option granted is calculated at the grant date using the Black-Scholes pricing model and expensed over the vesting period of the option. The Company determines an appropriate forfeiture rate by examining the history of its forfeitures. The Company records the cumulative share-based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated share-based compensation for the exercised security. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital.

Upon the exercise of the options the consideration paid together with the amount previously recognized in contributed surplus is recorded as an increase to share capital.

k) Cash settled share-based compensation

The Company has a Cash Settled Restricted Share Unit ("CRSUs") plan which allows the Company to issue CRSUs to certain employees of Parex Colombia as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash under the foreign subsidiaries' CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is equal to the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

The Company has a Deferred Share Unit ("DSU") plan which allows the Company to issue DSUs to all non-employee directors of Parex Resources Inc., as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. As DSUs vest immediately on issuance, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately on issuance based on the fair value of the DSUs. The fair value of DSUs at each reporting period is equal to the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a unit that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

The Company has a Cash or Share Settled Restricted Share Unit/Performance Share Unit ("CosRSU/CosPSU") incentive plan to issue CosRSUs and CosPSUs to certain employees of Parex Canada as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash or settlement of shares under the CosRSUs and CosPSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of the CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is equal the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CosRSUs and CosPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CosRSUs and CosPSUs liability can be settled in cash or by the issuance of common shares at the election of the employee.

l) Provisions

A provision is recognized if, as a result of a past event, the Company has a current legal or constructive obligation that can be estimated reliably, and it is probable that an outflow of economic benefits will be required to settle the obligation. Provisions are determined by discounting the expected future cash flows at a pre-tax rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the liability. Provisions are not recognized for future operating losses.

m) Decommissioning and environmental liabilities

The Company's activities give rise to dismantling, decommissioning, environmental, abandonment and site disturbance remediation activities. Provisions are made for the estimated cost of the future site restoration and capitalized in the relevant asset category.

Decommissioning and environmental liabilities are measured at the present value of management's best estimate of the cost and future timing of the expenditure required to settle the present obligation at the balance sheet date using a risk-free discount rate. Subsequent to the initial measurement, the obligation is adjusted at the end of each period to reflect the passage of time and changes in the estimated future cash flows underlying the obligation. The increase in the provision due to the passage of time is recognized as a finance expense whereas increases (decreases) due to changes in the estimated future cash flows are capitalized. Actual costs incurred upon settlement of the decommissioning and environmental liabilities are charged against the provision to the extent the provision was established.

n) Operating Segments

Management has determined the operating segments based on information regularly reviewed for the purposes of decision making, allocating resources and assessing operational performance by the Company's chief operating decision makers. The operating segments are Canada and Colombia. The Company evaluates the financial performance of its operating segments primarily based on operating cash flow.

o) Finance income and expense

Finance expense comprises credit facility interest related to the drawn credit facility, standby fees related to the undrawn credit facility, bank taxes, accretion on provisions, loss (gain) on settlement of provisions, loss on disposition of tangible assets, other and expected credit loss provision (recovery). Finance income comprises interest earned on cash and other income.

p) Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents is comprised of cash and other short-term highly liquid investments with maturities less than 3 months held in chartered banks in Canada and recognized financial institutions in Colombia and Switzerland with BBB+ credit ratings or higher.

q) Restricted cash and cash equivalents

Restricted cash and cash equivalents is comprised of cash and cash equivalents pledged to satisfy commitments in long term contracts. Restrictions will lapse when work obligations are satisfied pursuant to the contracts. Cash and claims to cash that are restricted as to withdrawal or use for other than current operations or are designated for expenditure to satisfy commitments pursuant to long-term contracts, are excluded from the current asset classification. The long-term portion of restricted cash and cash equivalents is included in other long-term assets on the Company's balance sheet.

r) Income taxes

Income tax expense comprises current and deferred tax. Income tax expense is recognized in comprehensive income.

Current tax is the expected tax payable on taxable income for the year, using tax rates enacted or substantively enacted at the reporting date, and any adjustment to tax payable in respect of previous years.

In general, deferred tax is recognized in respect of temporary differences arising between the tax basis of assets and liabilities and their carrying amounts in the consolidated financial statements. Deferred tax is determined on a non-discounted basis using tax rates, currency exchange rates and laws enacted or substantively enacted by the balance sheet date and expected to apply when the deferred tax asset or liability is settled. Deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that the assets can be recovered. Deferred tax is not provided on temporary differences arising on investments in subsidiaries except, in the case of subsidiaries, where the timing of the reversal of the temporary difference is controlled by the Company and it is probable that the temporary difference will not be reversed in the foreseeable future. Deferred tax assets and liabilities are presented as non-current.

s) Per share information

Basic net income per share is calculated by dividing the income or loss attributable to common shareholders of the Company by the weighted average number of common shares outstanding during the period. Diluted net income per share is determined by adjusting the income or loss attributable to common shareholders and the weighted average number of common shares outstanding for the effects of dilutive instruments such as options granted to employees, except when the effect would be anti-dilutive.

t) Leases

Right-of-use asset ("ROU asset") and a corresponding lease obligation are recognized on the balance sheets on the date that a lease asset becomes available for use. Interest associated with the lease obligation is recognized over the lease period with a corresponding increase in the underlying lease obligation. ROU assets are depreciated on a straight-line basis over the lease term. Depreciation on ROU assets is recognized in DD&A.

ROU assets and lease obligations are initially measured on a present value basis. Lease obligations are measured as the net present value of the lease payments which may include: fixed lease payments, variable lease payments and payments to exercise an extension or termination option if applicable, if the Company is reasonably certain to exercise either of those options. ROU assets are measured at cost, which is composed of the amount of the initial measurement of the lease obligation, less any incentives received. The rate implicit in the lease is used to determine the present value of the liability and ROU asset arising from a lease, unless this rate is not readily determinable, in which case the Company's incremental borrowing rate is used.

ROU assets and lease obligations are remeasured when there is a change in the future lease payments arising from a change in an index or rate or term, or if there is a change in the assessment on whether the Company will exercise an extension or termination option.

Short-term leases and leases of low-value assets are not recognized on the balance sheets and lease payments are instead recognized in the financial statements as incurred.

u) Share Capital

Common shares are classified as equity. Incremental costs directly attributable to the issuance of common shares are recognized as a deduction from equity, net of any tax effects. When the company repurchases its own common shares, share capital is reduced by the average carrying value of the shares repurchased. The excess of the purchase price over the average carrying value is recognized as a deduction from Retained Earnings. Shares are cancelled upon repurchase.

v) Dividends

Dividends on common shares are recognized in the Company's financial statements in the period in which the dividends are declared by the Board of Directors.

w) New Accounting Policies

i) Amendments to IAS 8 Changes in Estimates vs Changes in Accounting Policies

On January 1, 2023, the Company adopted Changes in Estimates vs Changes in Accounting Policies, which made amendments to IAS 8 Changes in Estimates vs Changes in Accounting Policies. The amendments help to distinguish changes in accounting estimates from changes in accounting policies. There was not a material impact to the Company's financial statements.

ii) Amendments to IAS 12 Income Taxes

On January 1, 2023, the Company adopted issued amendments to IAS 12 Income Taxes, which made amendments to IAS 12 Income Taxes. The amendments require entities to recognize deferred tax on transactions that, on initial recognition, give rise to equal amounts of taxable and deductible temporary differences. There was not a material impact to the Company's financial statements.

The Company has adopted the amendment to IAS 12 International Tax Reform - Pillar Two Model Rules in the interim period ending June 30, 2023. As a result, the Company has applied the exception to not recognize and disclose information about deferred tax assets and liabilities related to Pillar Two incomes taxes. This exception has been applied retrospectively but no adjustments to previously reported figures were reported.

x) Future Accounting Pronouncements

The Company plans to adopt the following amendments to accounting standards, issued by the IASB, that are effective for annual periods beginning on or after January 1, 2024. The pronouncements will be adopted on their respective effective dates; however, each is not expected to have a material impact on the financial statements.

i) Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements

In January 2020, the IASB issued amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements, to clarify its requirements for the presentation of liabilities as current or non-current in the statements of financial position. This will be effective on January 1, 2024.

In October 2022, the IASB issued amendments to IAS 1, which specify the classification and disclosure of a liability with covenants. This will be effective on January 1, 2024. The Company will continue to monitor and assess for impacts from the amendment of IAS 1. The Company does not anticipate any material impacts from these amendments on the consolidated financial statements as a result of the initial application.

4. Determination of Fair Values

A number of the Company's accounting policies and disclosures require the determination of fair value for financial and non-financial assets and liabilities. Fair values have been determined for measurement and/or disclosure purposes based on the methods below. When applicable, further information about the assumptions made in determining fair values is disclosed in the notes specific to that asset or liability.

a) PP&E and intangible exploration assets

The fair value of PP&E and intangible exploration assets are determined if there are indicators of impairment. The fair value of PP&E is the estimated amount for which PP&E could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's-length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The fair value of oil and natural gas assets (included in PP&E) is estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on the reserve reports prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators. The risk-adjusted discount rate is specific to the asset with reference to general market conditions.

b) Cash, accounts receivable, and accounts payable and accrued liabilities

The fair value of cash, accounts receivable and accounts payable and accrued liabilities is estimated as the present value of future cash flows, discounted at the market rate of interest at the reporting date. At December 31, 2023 and 2022 the fair value of these balances approximated their carrying value due to their short-term to maturity.

c) Stock options

The fair value of stock options is measured using the Black-Scholes pricing model. Measurement inputs include the share price on the measurement date, exercise price of the option, expected future share price volatility, weighted average expected life of the instruments (based on historical experience and general option-holder behavior), expected dividends, expected forfeiture rate and the risk-free interest rate (based on Government of Canada Bonds) for the relevant expected life as described in note 17 - Share Capital.

d) Cash settled restricted share units, cash or share settled restricted share units and performance share units and deferred share units

The fair value of stock CRSUs, DSUs, CosRSU and CosPSU are measured based on the market price of Parex shares on each balance sheet date. Refer to note 18 - Cash Settled Incentive Plans.

e) Derivative financial asset /liability

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair values are based on quoted market prices where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

5. Accounts Receivable

	December 31, 2023	December 31, 2022
Trade receivables	**$ 105,625**	$ 113,176
Value added taxes (VAT)	**12,942**	4,782
	$ 118,567	$ 117,958

Trade receivables consist primarily of oil sale receivables related to the Company's oil sales. VAT receivable is $13.0 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $4.8 million). All accounts receivable are expected to be received within twelve months and are thus recognized as current assets.

6. Crude Oil Inventory

	December 31, 2023	December 31, 2022
Crude oil inventory	**$ 4,254**	$ 4,633

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location. During 2023, $704.4 million (year ended December 31, 2022 - $653.9 million) of produced crude oil inventory cost was expensed to the consolidated statements of comprehensive income. Purchased crude oil is sold immediately. The cost associated with purchased oil is shown in the consolidated statements of comprehensive income as purchased oil expense.

7. Exploration and Evaluation Assets

Cost		
Balance at December 31, 2021	**$**	**95,496**
Additions and transfers		122,273
Changes in decommissioning liability		1,370
Exploration and evaluation impairment		(103,394)
Balance at December 31, 2022	**$**	**115,745**
Additions and transfers		172,410
Changes in decommissioning liability		6,293
Exploration and evaluation impairment		(82,858)
Balance at December 31, 2023	**$**	**211,590**

Additions and Transfers

E&E assets consist of the Company's exploration projects which are pending either the determination of proved or probable reserves or impairment. During the year ended December 31, 2023 additions of $172.4 million (year ended December 31, 2022 - $122.3 million) represent the Company's share of costs incurred on E&E assets during the period. For the year ended December 31, 2023 $2.3 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2022 - $1.0 million) have been capitalized in respect of exploration and evaluation activities during the current period.

2023 Impairments

During 2023, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the VIM-43 and LLA-134 blocks for costs related to exploration wells which indicated non-economic results, the Company also has plans to relinquish the LLA-134 block. In addition, impairment includes LLA-81 block costs that were impaired on transfer to property, plant and equipment as the carrying amount exceeded its recoverable amount. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for VIM-43 and LLA-134 block assets and $12.3 million for LLA-81 block assets. It was determined that the impairment was $82.9 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2023.

2022 Impairments

During 2022, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the Fortuna block costs and the CPO-11 block costs related to exploration wells which indicated non-economic results and the Company has plans to relinquish the block. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for these assets. It was determined that the impairment was $103.4 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2022.

The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

At December 31, 2023 and December 31, 2022, the Company did not have any E&E assets in Canada.

8. Property, Plant and Equipment

		Canada		Colombia		Total
Cost						
Balance at December 31, 2021	**$**	**11,886**	**$**	**2,658,714**	**$**	**2,670,600**
Additions and transfers		2,078		387,901		389,979
Right-of-use asset addition (non-cash)		1,832		1,100		2,932
Changes in decommissioning and environmental liability		—		3,384		3,384
Balance at December 31, 2022		**15,796**		**3,051,099**		**3,066,895**
Additions and transfers		1,816		309,117		310,933
Changes in decommissioning and environmental liability		—		25,721		25,721
Balance at December 31, 2023	**$**	**17,612**	**$**	**3,385,937**	**$**	**3,403,549**
Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization						
Balance at December 31, 2021	**$**	**6,297**	**$**	**1,654,932**	**$**	**1,661,229**
Depletion and depreciation for the year		801		147,801		148,602
Depreciation - Right-of-use asset		749		—		749
DD&A included in crude oil inventory costing		—		920		920
Balance at December 31, 2022		**7,847**		**1,803,653**		**1,811,500**
Depletion and depreciation for the year		1,164		192,225		193,389
Depreciation - Right-of-use asset		767		73		840
DD&A included in crude oil inventory costing		—		(37)		(37)
Property, plant and equipment impairment		—		59,682		59,682
Balance at December 31, 2023	**$**	**9,778**	**$**	**2,055,596**	**$**	**2,065,374**
Net book value:						
As at December 31, 2021	$	5,589	$	1,003,782	$	1,009,371
As at December 31, 2022	$	7,949	$	1,247,446	$	1,255,395
As at December 31, 2023	**$**	**7,834**	**$**	**1,330,341**	**$**	**1,338,175**

Additions and Transfers

During 2023, property, plant and equipment ("PPE") additions of $310.9 million mainly relate to drilling costs in Colombia at Blocks LLA-26, LLA-34, Cabrestero and Capachos and facility costs at Blocks LLA-34, LLA-40, Cabrestero, Capachos and VIM-1.

During the year ended December 31, 2022, additions of $390.0 million mainly related to drilling costs in Colombia at Blocks LLA-26, LLA-34, LLA-40, Cabrestero, Capachos, Fortuna, VIM-1 and Boranda and facility costs at Block LLA-34, Cabrestero, Capachos and VIM-1.

For the year ended December 31, 2023 future development costs of $409.5 million (year ended December 31, 2022 - $524.7 million) were included in the depletion calculation for development and production assets. For the year ended December 31, 2023 $7.1 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2022 - $8.6 million) have been capitalized in respect of development and production activities during the current period.

Impairments

The carrying amounts of the Company's PP&E assets are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment. A revision of the estimation of the total proved and probable reserves in the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin at year-end evidenced a decline as compared to the prior year estimation. Management considered this to be an indicator of impairment and carried out an impairment review of this CGU. No impairment indicators were noted in the other CGUs.

2023

The Company determined that the carrying amount of the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin exceeded its recoverable amount and an impairment of $59.7 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three month period ended December 31, 2023. All other CGU's were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The recoverable amount was determined using fair value less cost of disposal. The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

The fair value was determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators at December 31, 2023. Refer to note 12 – Goodwill for the future crude oil prices used by Parex's independent reserve evaluator. There are no E&E assets associated with this CGU. Future cash flows were discounted using a rate of 14%. As at December 31, 2023, the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $40.9 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment.

2022

At December 31, 2022 there were no indicators of impairment noted or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

9. Long-term Inventory

The Company has long-lead material inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment.

Cost		
Balance at December 31, 2021	**$**	**25,005**
Additions		186,080
Transfers to E&E and PP&E assets		(45,814)
Balance at December 31, 2022	**$**	**165,271**
Additions		114,803
Transfers to E&E and PP&E assets		(75,373)
Balance at December 31, 2023	**$**	**204,701**

10. Bank Debt

	December 31, 2023	December 31, 2022
Bank debt	**$ 90,000**	$ —

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2023 had a borrowing base of $200.0 million (December 31, 2022 - $200.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2023, $90.0 million (December 31, 2022 - $nil) was drawn on the credit facility.

The credit facility bears interest based in the following manner:
(i) each SOFR based Loan will bear interest at a rate per annum equal to SOFR plus the applicable margin indicated in the pricing table in the agreement; payable on repayment date in arrears; and
(ii) each U.S. Base Rate Loan will bear interest at a variable rate of interest per annum equal to the U.S. Base Rate plus the applicable margin indicated in the pricing table in the agreement; payable quarterly in arrears;
(iii) each Canadian Prime Rate Loan will bear interest at a variable rate of interest per annum equal to the Canadian Prime Rate plus the applicable margin indicated in the pricing table in the agreement; payable quarterly in arrears; and
(iv) the commitment fees payable quarterly in arrears will be calculated based in the pricing table in the agreement.

The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 21, 2025. The next annual review is scheduled to occur in May 2024.

Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1, and other standard business operating covenants. The Company was in compliance with all key covenants at December 31, 2023.

The Company has also provided a general security agreement to Export Development Canada ("EDC") in connection with the performance security guarantees that support letters of credit provided to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A., ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions (see note 26 - Commitments and Contingencies). This performance guarantee facility has a limit of $150.0 million (December 31, 2022 - limit of $150.0 million) of which $8.0 million is utilized at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $9.4 million). At December 31, 2023, there is an additional $133.0 million (December 31, 2022 - $119.7 million) of letters of credit that are provided by select Latin American banks on an unsecured basis.

11. Lease Obligation

The Company has the following future commitments associated with its office lease obligation:

		Canada		Colombia		Total
Balance at December 31, 2021	**$**	**5,079**	**$**	**–**	**$**	**5,079**
Additions		1,832		1,100		2,932
Interest expense		46		34		80
Lease payments		(729)		(36)		(765)
Foreign exchange (gain)		(449)		(43)		(492)
Balance at December 31, 2022	**$**	**5,779**	**$**	**1,055**	**$**	**6,834**
Interest expense		43		151		194
Lease payments		(746)		(160)		(906)
Foreign exchange loss		78		270		348
Balance at December 31, 2023	**$**	**5,154**	**$**	**1,316**	**$**	**6,470**
Current obligation		**(722)**		**(12)**		**(734)**
Long-term obligation	**$**	**4,432**	**$**	**1,304**	**$**	**5,736**

The consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2023 includes expenses related to leases as follows: $0.2 million (year ended December 31, 2022 - $0.1 million) of interest expense related to the lease obligation, $0.8 million (year ended December 31, 2022 - $0.7 million) of depreciation for right-of-use assets, $0.8 million (year ended December 31, 2022 - $0.7 million) of non-lease components associated with the office lease obligation and $2.2 million (year ended December 31, 2022 - $1.3 million) related to short-term and low value leases.

Total cash outflows related to the office lease obligation were $2.5 million for the year ended December 31, 2023 (year ended December 31, 2022 - $2.2 million).

During the year ended December 31, 2022, the Company had included an addition for the Canada office lease where the Company had signed a new agreement for additional office space and an addition in Colombia for the lease related to a solar farm power generation system on the Cabrestero block.

12. Goodwill

	December 31, 2023	December 31, 2022
Goodwill	**$ 73,452**	$ 73,452

Impairment test of goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Significant Accounting Policies. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment.

The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded.

Valuation Techniques

The recoverable amount of the group of CGUs to which the goodwill was assigned is based on fair value less costs of disposal. The technique used in determining the recoverable amount is based on the net present value of the after-tax cash flows from oil and gas reserves of the group of CGU's based on reserves estimated by Parex's independent reserve evaluator and the fair value of undeveloped land based on estimates with consideration given to acquisition metrics of recent transactions completed on similar assets to those contained within the relevant group of CGU's. The discounting process uses a rate of return that is commensurate with the risk associated with the assets and the time value of money. This approach requires assumptions about revenue, future oil prices, tax rates and discount rates, all of which are level 3 inputs.

Significant Assumptions

Oil Reserves

Assumptions that are valid at the time of reserve estimation may change significantly when new information becomes available. Changes in forward price estimates, production costs or recovery rates may change the economic status of reserves and may ultimately result in reserves being revised.

Future Oil Prices

Oil forward price estimates are used in the cash flow model. Commodity prices have fluctuated widely in recent years due to global and regional factors including supply and demand fundamentals, inventory levels, exchange rates, weather, economic and geopolitical factors. The future oil prices used in the model are based on a forecast of crude oil prices by Parex's independent reserve evaluator.

Prices used at December 31, 2023 are as follows:

	2024	2025	2026	2027	2028	Thereafter
Brent ($US/bbl)	77.00	79.50	81.49	82.58	84.19	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	72.50	75.00	76.99	78.53	80.10	2% increase per year

Prices used at December 31, 2022 are as follows:

	2023	2024	2025	2026	2027	Thereafter
Brent ($US/bbl)	80.00	80.50	81.50	82.00	82.53	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	75.00	75.00	75.43	76.94	78.48	2% increase per year

Discount Rate

The Company assumed a discount rate in order to calculate the present value of its projected cash flows. The discount rate represented a weighted average cost of capital ("WACC") for comparable companies operating in similar industries, based on publicly available information. The WACC is an estimate of the overall required rate of return on an investment for both debt and equity owners and serves as the basis for developing an appropriate discount rate. Its determination requires separate analysis of the cost of equity and debt and considers a risk premium based on an assessment of risks related to the projected cash flows of the group of Colombia based CGUs whose revenues are denominated in USD. The after tax discount rate used in performing the impairment test was 14% (year ended December 31, 2022 - 14%).

The fair value of the group of Colombian CGUs was in excess of its carrying value. Based on sensitivity analysis, no reasonably possible change in discount rate assumptions would cause the carrying amount of the group of Colombia CGUs to exceed its recoverable amount.

13. Oil and Natural Gas Sales

The Company's oil and natural gas production sales is determined pursuant to the terms of the revenue agreements. The transaction price for crude oil and natural gas is based on the commodity price in the month of production, adjusted for quality, location, allowable deductions, if any, or other factors. Commodity prices are based on market indices that are determined on a monthly or daily basis.

The Company's oil and natural gas sales by product are as follows:

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Crude oil	**$**	**1,402,331**	$	1,622,707
Natural gas		**10,096**		20,882
Oil and natural gas sales		**1,412,427**		1,643,589
Other revenue		**2,125**		—
Revenue	**$**	**1,414,552**	$	1,643,589

At December 31, 2023, receivables from contracts with customers, which are included in accounts receivable, were $105.6 million (December 31, 2022 - $113.2 million).

14. Net Finance Expense

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Bank charges and credit facility fees	**$**	**5,524**	$	3,875
Accretion on decommissioning and environmental liabilities		**8,701**		5,807
Interest and other income		**(14,520)**		(9,015)
Right of use asset interest		**194**		80
Loss on settlement of decommissioning liabilities		**199**		532
Expected credit loss (recovery) provision		**(421)**		(557)
Other		**2,219**		(29)
Net finance expense	**$**	**1,896**	$	693

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Non-cash finance expense	**$**	**8,546**	$	5,580
Cash finance (income) expense		**(6,650)**		(4,887)
Net finance expense	**$**	**1,896**	$	693

15. Cash Settled Share-Based Compensation Liabilities

Cash settled share-based compensation liabilities are comprised of the following:

		December 31, 2023		December 31, 2022
Long-term DSUs payable	**$**	**5,515**	$	4,460
Long-term CRSUs payable		**2,404**		2,135
Long-term CosRSUs and CosPSUs payable		**8,365**		6,537
Total cash settled-share based compensation payable	**$**	**16,284**	$	13,132

16. Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2021	$ 36,730	$ 18,224	$ 54,954
Additions	5,330	3,266	8,596
Settlements of obligations during the year	(2,871)	(822)	(3,693)
Loss on settlement of obligations	532	—	532
Accretion expense	3,663	2,144	5,807
Change in estimate - inflation and discount rates	(12,504)	(5,233)	(17,737)
Change in estimate - costs	13,733	162	13,895
Foreign exchange (gain)	(5,795)	(3,267)	(9,062)
Balance, December 31, 2022	$ 38,818	$ 14,474	$ 53,292
Additions	9,676	1,379	11,055
Settlements of obligations during the year	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Loss on settlement of obligations	199	—	199
Accretion expense	6,098	2,603	8,701
Change in estimate - inflation and discount rates	17,592	2,316	19,908
Change in estimate - costs	(1,331)	2,382	1,051
Foreign exchange loss	3,581	4,750	8,331
Balance, December 31, 2023	**71,523**	**24,209**	**95,732**
Current obligation	(3,000)	(3,000)	(6,000)
Long-term obligation	**$ 68,523**	**$ 21,209**	**$ 89,732**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2023, the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $201.4 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 – $147.6 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 9.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2022 – 14% risk-free discount rate and a 3.5% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2023 and 2022 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $3.0 million (December 31, 2022 – $5.5 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $33.4 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 – $19.5 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 9.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2022 – 14% risk-free discount rate and a 3.5% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2023 and 2022 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $3.0 million (December 31, 2022 – $1.2 million) that is classified as a current obligation.

17. Share Capital

a) Issued and outstanding common shares

	Number of shares		Amount
Balance, December 31, 2021	120,265,664	$	731,713
Issued for cash – exercise of options and RSUs	667,159		5,660
Allocation of contributed surplus – exercise of options and RSUs	—		5,424
Repurchase of shares	(11,820,533)		(60,079)
Balance, December 31, 2022	109,112,290	$	682,718
Issued for cash – exercise of options and RSUs	327,528		3,827
Allocation of contributed surplus – exercise of options and RSUs	—		2,129
Repurchase of shares	(5,628,100)		(27,857)
Balance, December 31, 2023	**103,811,718**	**$**	**660,817**

The Company has authorized an unlimited number of voting common shares without nominal or par value.

In 2023, a total of 327,528 options and RSUs were exercised for proceeds of $3.8 million (year ended December 31, 2022 - 667,159 options and RSUs were exercised for $5.7 million).

In 2023, the Company repurchased 5,628,100 common shares pursuant to its Normal Course Issuer Bid for $105.1 million at an average cost per share of Cdn$25.16 (year ended December 31, 2022 - 11,820,533 common shares repurchased for $221.5 million at an average cost per share of Cdn$24.08). The cost to repurchase common shares at a price in excess of their average book value has been charged to retained earnings.

Dividends paid in 2023 were $118.7 million or Cdn$1.50 per share (2022 - $75.5 million or Cdn$0.89 per share) to shareholders on record for each dividend payment.

b) Stock options

The Company has a stock option plan which provides for the issuance of options to the Company's officers and certain employees to acquire common shares. The maximum number of options reserved for issuance under the stock option plan may not exceed 5% of the number of common shares issued and outstanding. The stock options vest over a three-year period and expire five years from the date of grant.

	Number of options	Weighted average exercise price Cdn$/option
Balance, December 31, 2021	995,132	19.36
Granted	172,103	27.01
Exercised	(409,187)	17.47
Balance, December 31, 2022	758,048	22.12
Granted	196,583	22.77
Exercised	(263,986)	19.47
Balance, December 31, 2023	**690,645**	**23.32**

Stock options outstanding and the weighted average remaining life of the stock options at December 31, 2023 are as follows:

	Options outstanding			Options vested		
Exercise price Cdn$	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option
$18.24 - $21.92	176,080	1.85	21.25	116,153	1.72	21.04
$21.93 - $22.41	140,334	1.11	22.18	140,334	1.11	22.18
$22.42 - $24.12	202,128	4.05	22.77	3,696	2.24	22.64
$24.13 - $26.44	3,892	3.43	25.68	1,297	3.43	25.68
$26.45 - $28.39	168,211	3.11	27.04	56,058	3.11	27.04
	690,645	**2.66**	**23.32**	**317,538**	**1.71**	**22.64**

The fair value of each option granted is estimated on the date of grant using the Black-Scholes option pricing model with the following weighted average assumptions:

For the year ended December 31,	**2023**	2022
Risk-free interest rate (%)	**3.38**	1.58
Expected life (years)	**4**	4
Expected volatility (%)	**48**	48
Forfeiture rate (%)	**3**	3
Expected dividends	**6.01**	4.96

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2023 was Cdn$5.97 per option (year ended December 31, 2022 – Cdn$10.42 per option). The weighted average share price on the exercise date for options exercised in 2023 was Cdn$24.37 (year ended December 31, 2022 – Cdn$26.15).

c) Restricted share units

Pursuant to the restricted share unit plan, the Company had an RSU plan that provided grants of restricted share units to certain employees. The plan was extinguished during the first quarter of 2023 and was replaced with the CosRSU plan.

d) Equity settled share-based compensation

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Option expense	**$**	**1,043**	$	1,228
Total equity settled share-based compensation expense	**$**	**1,043**	$	1,228

18. Cash Settled Incentive Plans

a) Cash or share settled Restricted Share Units and Performance Share Units ("CosRSUs and CosPSUs")

The Company has in place a Cash or share settled RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of RSUs and PSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise or the employee can elect to receive the award in Parex common shares. CosRSUs and CosPSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date.

CosRSU:

	Number of CosRSUs
Balance, December 31, 2021	1,196,332
Granted[(1)]	581,226
Exercised	(602,568)
Forfeited	(23,286)
Balance, December 31, 2022	1,151,704
Granted[(1)]	676,119
Exercised	(582,105)
Forfeited	(9,203)
Balance, December 31, 2023	**1,236,515**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

CosPSU:

	Number of CosPSUs
Balance, December 31, 2021	701,001
Granted[(1)]	249,673
Granted by performance factor	146,232
Exercised	(372,716)
Forfeited	(2,004)
Balance, December 31, 2022	722,186
Granted[(1)]	328,679
Granted by performance factor	(19,468)
Exercised	(209,532)
Balance, December 31, 2023	**821,865**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at December 31, 2023, no CosRSUs and CosPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2023 was Cdn$22.99 per CosRSU and CosPSU (year ended December 31, 2022 - Cdn$18.12 per CosRSU and CosPSU).

Pursuant to the cash or share settled restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted cash or share settled performance share units to certain employees. The CosPSUs vest three years after the grant date. CosPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a predetermined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs eligible to vest at the end of the performance period. In March 2023 the board of directors approved a multiplier of 0.93X be applied to the 2020 CosPSU grant resulting in 19,468 CosPSU's reduction. In March 2022 the board of directors approved a multiplier of 1.64X be applied to the 2019 CosPSU grant resulting in 146,232 CosPSU's issued.

Obligations for payments of cash under the CosRSUs and CosPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date. As at December 31, 2023, the total CosRSUs and CosPSUs liability accrued is $24.7 million (December 31, 2022 - $17.1 million) of which $8.4 million (December 31, 2022 - $6.5 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

b) Deferred share units ("DSUs")

The Company has in place a deferred share unit plan pursuant to which the Company may grant deferred shares to all non-employee directors. The deferred share units vest immediately and are settled in cash upon the retirement of the non-employee director from the Parex Board. The value of the DSUs at the exercise date is equivalent to the five day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the exercise date. DSUs can only be redeemed following retirement from the Board of Directors of the Company in accordance with the terms of the DSU Plan. The DSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of DSU's	Weighted average exercise price Cdn$/DSU
Balance, December 31, 2021	255,528	—
Granted[(1)]	44,237	—
Balance, December 31, 2022	299,765	—
Granted[(1)]	43,529	—
Exercised on board retirement	(30,000)	—
Balance, December 31, 2023	**313,294**	—

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The fair value at the grant date is equivalent to the five day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the grant date. The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2023 was Cdn$27.77 per DSU (year ended December 31, 2022 - Cdn$23.79 per DSU).

Given the DSUs vest immediately, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately based on the fair value of the DSU. As at December 31, 2023 the total DSUs liability accrued is $5.9 million (December 31, 2022 - $4.5 million) of which $5.5 million (December 31, 2022 - $4.5 million) is classified as long-term in accordance with the terms of the DSU plan.

c) Cash settled restricted share units ("CRSUs")

Parex Colombia has a CRSUs plan that provides for the issuance of CRSUs to certain employees of Parex Colombia. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise. CRSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of CRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CRSU
Balance, December 31, 2021	818,929	—
Granted[(1)]	399,854	—
Exercised	(425,924)	—
Forfeited	(35,219)	—
Balance, December 31, 2022	757,640	—
Granted[(1)]	344,653	—
Exercised	(377,086)	—
Forfeited	(46,095)	—
Balance, December 31, 2023	**679,112**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2023 was Cdn$22.94 per CRSU (year ended December 31, 2022 - Cdn$18.02 per CRSU).

Obligations for payments of cash under the CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date. As at December 31, 2023, the total CRSUs liability accrued is $8.0 million (December 31, 2022 - $6.8 million) of which $2.4 million (December 31, 2022 - $2.1 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

d) Cash settled share-based compensation

For the year ended December 31,		**2023**		2022
CosRSUs and CosPSUs expense	**$**	**21,550**	$	14,919
DSUs expense		**2,091**		104
CRSUs expense		**5,680**		2,908
SARs (recovery)		**—**		(31)
Total cash settled share-based compensation expense	**$**	**29,321**	$	17,900
Cash payments made upon exercise	**$**	**20,988**	$	28,654

19. Income Tax

The components of tax expense for 2023 and 2022 were as follows:

For the year ended December 31,		2023		2022
Current tax expense	**$**	**147,595**	$	345,599
Adjustments in respect of prior period		**8,088**		438
Total current tax expense	**$**	**155,683**	$	346,037
Deferred tax (recovery)		**(160,753)**		(154,239)
Total tax (recovery) expense	**$**	**(5,070)**	$	191,798

In December 2021, the Organization for Economic Co-operation and Development ("OECD") issued model rules for new global minimum tax framework ("Pillar Two"). In May 2023, the IASB issued amendments to IAS 12, "Income Taxes" ("IAS 12") to address Pillar Two, which provide clarity on the impacts and additional disclosure requirements once legislation is substantively enacted. Parex has applied the mandatory temporary exemption of IAS 12 and in turn, has not recognized the impacts of Pillar Two in the deferred tax calculation. The Company is not expecting a material impact as a result of Pillar Two.

Factors affecting tax expense for the year

The standard Colombian corporate income tax rate for 2023 was 35% plus an applicable 10% surtax as Parex is an oil producing entity under Colombian law. The total Colombian corporate tax rate for 2023 is 45% (year ended December 31, 2022 – 35%). The following is a reconciliation of income taxes calculated at the Colombian corporate tax rate to the tax expense for 2023 and 2022:

For the year ended December 31,		2023		2022
Income before tax	**$**	**454,239**	$	803,166
Income before tax multiplied by the standard rate of Colombian corporate tax of 45% (2022 – 35%)		**204,408**		281,108
Effects of:				
Income taxes recorded at rates different from the Colombian tax rate		**33,775**		(173,172)
Impact of Colombian tax rate changes		**(2,555)**		7,698
Impact of deferred tax rate changes		**—**		17,183
Non-deductible expense and other permanent differences		**69,930**		5,969
Share-based compensation		**240**		282
Adjustment in respect of prior period		**(1,444)**		(2,920)
Foreign exchange impact on tax pools denominated in foreign currency		**(307,296)**		55,564
Change in unrecognized deferred tax assets		**(2,128)**		86
Total tax expense	**$**	**(5,070)**	$	191,798

Colombian current tax rates are as follows: 35% for 2023; and 35% thereafter plus an applicable surtax for Colombian oil producing companies of between 0% to 15% dependent on the price of Brent crude relative to historical averages.

The analysis of deferred income tax assets as follows:

		December 31, 2023		December 31, 2022
Deferred tax assets to be settled within 12 months	**$**	**1,303**	$	1,113
Deferred tax assets to be settled after more than 12 months		**245,375**		109,795
Deferred income tax assets	**$**	**246,678**	$	110,908

The analysis of deferred income tax liabilities as follows:

		December 31, 2023		December 31, 2022
Deferred tax liabilities (asset) to be settled within 12 months	**$**	**—**	$	1,381
Deferred tax liabilities to be settled after more than 12 months	**$**	**—**		23,603
Deferred income tax liability	**$**	**—**	$	24,984
Net deferred tax (asset)	**$**	**(246,678)**	$	(85,924)

The deferred income tax liabilities and assets to be settled (recovered) within 12 months represents management's estimate of the timing of the reversal of temporary differences and does not correlate to the current income tax expense of the subsequent year.

The movement during the year in the deferred income tax (liabilities) assets and the net components is as follows:

Deferred Tax (Liability)	December 31, 2023	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2022	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ —**	$ 41,039	$ (41,039)	$ 57,748
Decommissioning liability	**—**	(11,746)	11,746	(7,488)
Cash-settled equity based compensation	**—**	(2,928)	2,928	(195)
Other	**—**	(1,381)	1,381	125
Balance, end of period	**$ —**	$ 24,984	$ (24,984)	$ 50,190

The movement during the year in the deferred income tax assets and the net components is as follows:

Deferred Tax Asset	December 31, 2023	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2022	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ 192,532**	$ 100,262	$ 92,270	$ 93,456
Loss carry forwards	**–**	—	—	(466)
Decommissioning liability	**41,165**	29,996	11,169	11,169
Other	**12,981**	5,512	7,469	(110)
Balance, end of period	**$ 246,678**	$ 135,770	$ 110,908	$ 104,049

The Company has losses as well as other cumulative tax deductions in excess of book value in Canada available to reduce future taxable income in future years. At December 31, 2023 the deferred tax asset amount recorded in Canada is $7.0 million. The Company did not recognize deferred income tax assets on capital losses and other items in Canada of $32.0 million. Non-capital losses in Canada expire in 20 years and capital losses carry-forward indefinitely. The Company does not have losses available in Colombia. Amounts denominated in foreign currency have been translated at the December 31, 2023 exchange rate. At December 31, 2023 the Company had the following losses carry-forward:

	Canada
Year of expiry	
Indefinitely	$ 157,222
	$ 157,222

Earnings retained by subsidiaries amounted to $2,332.8 million at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $1,617.2 million). No provision has been made for withholding and other taxes that would become payable on the distribution of these earnings as it is not expected that they will be remitted in the foreseeable future.

20. Net income per Share

a) Basic net income per share

For the year ended December 31,	**2023**	2022
Net income		
Net income for the purpose of basic net income per share	**$ 459,309**	$ 611,368
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)	**106,247**	113,572
Basic net income per share	**$ 4.32**	$ 5.38

b) Diluted net income per share

For the year ended December 31,		2023		2022
Net income				
Net income used to calculate diluted net income per share	**$**	**459,309**	$	611,368
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)		**106,247**		113,572
Dilutive effect of share options and RSUs on potential common shares		**48**		89
Weighted average number of shares for the purposes of diluted net income per share		**106,295**		113,661
Diluted net income per share	**$**	**4.32**	$	5.38

For the year ended December 31, 2023, 191,416 stock options (December 31, 2022 - 182,467) were excluded from the diluted weighted average shares calculation as they were anti-dilutive.

21. Supplemental Disclosure of Cash Flow Information

a) Reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents

The following table provides a reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents to the amounts shown in the consolidated statement of cash flows:

For the year ended December 31,		2023		2022
Cash and cash equivalents	**$**	**140,352**	$	419,002
Restricted cash and cash equivalents - long-term[(1)]		**3,556**		—
	$	**143,908**	$	419,002

(1) Included in Other long-term assets on the consolidated balance sheet.

b) Net change in non-cash working capital

For the year ended December 31,		2023		2022
Accounts receivable	**$**	**(609)**	$	64,191
Prepaids and other current assets		**7,019**		(39,843)
Crude oil inventory		**379**		(3,248)
Accounts payable and accrued liabilities		**(304,000)**		254,802
Depletion related to crude oil inventory		**(37)**		920
Decommissioning and environmental liabilities		**(6,805)**		(3,693)
Net change in non-cash working capital	**$**	**(304,053)**	$	273,129
Operating	**$**	**(291,311)**	$	258,712
Investing		**(12,742)**		14,417
Net change in non-cash working capital	**$**	**(304,053)**	$	273,129

c) Interest and taxes paid

For the year ended December 31,		2023		2022
Cash interest paid	**$**	**—**	$	—
Cash income taxes paid	**$**	**245,423**	$	30,587

22. Employee Salaries and Benefit Expenses

For the year ended December 31,		2023		2022
Salaries, bonuses and other short-term benefits	**$**	**47,832**	$	39,746
Equity settled share-based compensation		**1,043**		1,228
Cash settled share-based compensation		**29,321**		17,900
	$	**78,196**	$	58,874

Employee salaries, bonuses and short-term benefits are included in general and administrative expenses in the consolidated statements of comprehensive income. Stock option, CosRSUs, CosPSUs, CRSUs and DSUs expense are included in share-based compensation expense in the consolidated statements of comprehensive income.

23. Capital Management

The Company's strategy is to maintain a strong capital base in order to provide flexibility in the future development of the business and maintain the confidence of investors and capital markets.

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2023 had a borrowing base in the amount of $200.0 million (December 31, 2022 - $200.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2023, $90.0 million (December 31, 2022 - $nil) was drawn on the credit facility.

The Company has also provided a general security agreement to Export Development Canada ("EDC") in connection with the performance security guarantees that support letters of credit provided to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A., ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions (see note 26 - Commitments and Contingencies). This performance guarantee facility has a limit of $150.0 million (December 31, 2022 - limit of $150.0 million) of which $8.0 million is utilized at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $9.4 million). At December 31, 2023, there is an additional $133.0 million (December 31, 2022 - $119.7 million) of letters of credit that are provided by select Latin American banks on an unsecured basis.

As at December 31, 2023 the Company's net working capital surplus was $79.0 million (December 31, 2022 - $85.0 million), of which $140.4 million is cash.

The Company has the ability to adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure and share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure at this time to include shareholders' equity, the credit facility and its working capital. As at December 31, 2023 shareholders' equity was $1,955.4 million (December 31, 2022 - $1,715.0 million).

24. Financial Instruments and Risk Management

The Company's non-derivative financial instruments recognized on the consolidated balance sheet consist of cash, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity. The fair value of the revolving credit facility is equal to its carrying amount as the facility bears interest at floating rates and the credit spreads within the facility are indicative of market rates.

Long-term financial instruments of the Company carried on the consolidated balance sheet are carried at amortized cost. Financial derivative instruments, specifically fixed price contracts, are carried at fair value.

The fair value of the Company's financial derivative instruments are quoted in active markets. The Company classifies the fair value of these transactions according to the following hierarchy.

Level 1 – quoted prices in active markets for identical financial instruments.
Level 2 – quoted prices for similar instruments in active markets; quoted prices for identical or similar instruments in markets that are not active; and model-derived valuations in which all significant inputs and significant value drivers are observable in active markets.
Level 3 – valuations derived from valuation techniques in which one or more significant inputs or significant value drivers are unobservable.

The Company's financial derivative instruments have been classified as level 2 based on the fair value hierarchy described above. The Company used the following techniques to determine the fair value measurements: Crude oil and foreign currency contracts are recorded at their estimated fair value based on the difference between the contracted price and the period end forward price for the same commodity and foreign currency, using quoted market prices or the period end forward price for the same commodity and foreign currency, extrapolated to the end of the contract term.

As at December 31, 2023, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Canadian dollar and COP against the US dollar would have decreased (increased) net income by approximately $8.5 million.

a) Credit risk

Credit risk is the risk of loss associated with the inability of a third party to fulfill its payment obligations. The Company is exposed to the risk that third parties that owe it money do not meet their obligations. The Company assesses the financial strength of its joint venture partners and oil marketing counterparties in its management of credit exposure.

The Company for the year ended December 31, 2023 had the majority of its oil sales to 4 counterparties. Accounts receivable balance as at December 31, 2023 are substantially made up of receivables with customers in the oil and gas industry and are subject to normal industry credit risks. The Company historically has not experienced any collection issues with its crude oil customers. At December 31, 2023 there are no accounts receivable past due (December 31, 2022 - $nil).

As at December 31, 2023 and 2022 the Company's accounts receivable are aged as follows:

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Current (less than 90 days)	**$**	**118,567**	$	117,958
Past due (more than 90 days)		**—**		—
Total	**$**	**118,567**	$	117,958

None of the Company's receivables are impaired at December 31, 2023. The maximum credit risk exposure associated with accounts receivable is the total carrying value.

b) Liquidity risk

The Company's approach to managing liquidity risk is to have sufficient cash and/or credit facilities to meet its obligations when due. Management typically forecasts cash flows for a period of 12 to 36 months to identify any financing requirements. Liquidity is managed through daily and longer-term cash, debt and equity management strategies. These include estimating future cash generated from operations based on reasonable production and pricing assumptions, estimating future discretionary and non-discretionary capital expenditures and assessing the amount of equity or debt financing available. The Company is committed to maintaining a strong balance sheet and has the ability to change its capital program based on expected operating cash flows. The balance drawn on the Company's $200.0 million credit facility at December 31, 2023 was $90.0 million (December 31, 2022 - $nil).

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2023:

	Less than 1 year	**2-3 Years**	**4-5 Years**	**Thereafter**		**Total**
Accounts payable and accrued liabilities	229,063	—	—	—	$	229,063
Bank debt	—	90,000	—	—		90,000
Lease obligation	734	5,736	—	—		6,470
Cash settled equity plans payable	22,351	16,284	—	—		38,635
Total	**$ 252,148**	**112,020**	**—**	**—**	**$**	**364,168**

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2022:

	Less than 1 year	**2-3 Years**	**4-5 Years**	**Thereafter**		**Total**
Accounts payable and accrued liabilities[(1)]	$ 292,062	—	—	—	$	292,062
Current income tax payable	193,854	—	—	—		193,854
Lease obligation	755	6,079	—	—		6,834
Cash settled equity plans payable	15,223	13,132	—	—		28,355
Total	$ 501,894	19,211	—	—	$	521,105

(1) Includes the liability for derivative financial instruments.

c) Commodity price risk

The Company is exposed to commodity price movements as part of its operations, particularly in relation to the prices received for its oil production. Crude oil is sensitive to numerous worldwide factors, many of which are beyond the Company's control. Changes in global supply and demand fundamentals in the crude oil market and geopolitical events can significantly affect crude oil prices. Consequently, these changes could also affect the value of the Company's properties, the level of spending for exploration and development and the ability to meet obligations as they come due. The Company's oil production is sold under short-term contracts, exposing it to the risk of near-term price movements.

As at December 31, 2023 the Company had no outstanding commodity price risk management contracts.

d) Foreign currency risk

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in Canadian dollars (Cdn$) and Colombian pesos (COP$) while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in US dollars.

As at December 31, 2023 the Company had no outstanding foreign currency risk management contracts.

The following is a summary of the foreign currency risk management contracts put in place since December 31, 2023:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount CAD	Strike Adjustment CAD
January 24, 2024 to February 15, 2024	CAD	Strike Forward	$15,000,000	-0.0015
January 24, 2024 to March 27, 2024	CAD	Strike Forward	$37,000,000	-0.0025

The table below summarizes the (gain) loss on the foreign currency risk management contracts that were in place during the year ended December 31, 2023 and 2022:

For the year ended December 31,		2023		2022
Unrealized (gain) loss on foreign currency risk management contracts	**$**	**(1,278)**	$	807
Realized gain on foreign currency risk management contracts		**(4,831)**		—
Total	**$**	**(6,109)**	$	807

25. Segmented Information

The Company has foreign subsidiaries and the following segmented information is provided:

For the year ended December 31, 2023		Canada		Colombia		Total
Oil and natural gas sales	$	—	$	1,414,552	$	1,414,552
Royalties		—		(244,703)		(244,703)
Revenue		—		1,169,849		1,169,849
Expenses						
Production		—		207,129		207,129
Transportation		—		68,306		68,306
Purchased oil		—		4,583		4,583
General and administrative		36,164		24,913		61,077
Impairment of property, plant and equipment assets		—		59,682		59,682
Impairment of exploration and evaluation assets		—		82,858		82,858
Equity settled share-based compensation expense		1,043		—		1,043
Cash settled share-based compensation expense		23,640		5,681		29,321
Depletion, depreciation and amortization		1,931		192,298		194,229
Foreign exchange loss (gain)		(278)		5,764		5,486
		62,500		651,214		713,714
Finance (income)		(3,973)		(10,547)		(14,520)
Finance expense		2,551		13,865		16,416
Net finance expense (income)		(1,422)		3,318		1,896
Income (loss) before taxes		(61,078)		515,317		454,239
Current tax expense		5,341		150,342		155,683
Deferred tax (recovery)		(1,945)		(158,808)		(160,753)
Net income (loss)	**$**	**(64,474)**	**$**	**523,783**	**$**	**459,309**
Capital assets (end of year)	$	7,834	$	1,541,931	$	1,549,765
Capital expenditures	$	1,816	$	481,527	$	483,343
Total assets (end of year)	$	107,334	$	2,307,993	$	2,415,327

For the year ended December 31, 2022	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 1,643,589	$ 1,643,589
Royalties	—	(332,895)	(332,895)
Revenue	—	1,310,694	1,310,694
Expenses			
Production	—	129,980	129,980
Transportation	—	61,229	61,229
Purchased oil	—	9,936	9,936
General and administrative	33,106	18,116	51,222
Impairment of exploration and evaluation assets	—	103,394	103,394
Equity settled share-based compensation expense	1,228	—	1,228
Cash settled share-based compensation expense	15,023	2,877	17,900
Depletion, depreciation and amortization	1,520	147,831	149,351
Foreign exchange (gain) loss	1,366	(18,771)	(17,405)
	52,243	454,592	506,835
Finance (income)	(2,684)	(6,331)	(9,015)
Finance expense	1,562	8,146	9,708
Net finance expense (income)	(1,122)	1,815	693
Income (loss) before taxes	(51,121)	854,287	803,166
Current tax expense	6,632	339,405	346,037
Deferred tax (recovery) expense	2,060	(156,299)	(154,239)
Net income (loss)	**$ (59,813)**	**$ 671,181**	**$ 611,368**
Capital assets (end of year)	$ 7,949	$ 1,363,191	$ 1,371,140
Capital expenditures	$ 2,078	$ 510,174	$ 512,252
Total assets (end of year)	$ 284,476	$ 2,029,897	$ 2,314,373

For the year ended December 31, 2023 and December 31, 2022, the Company had one external customer in the oil and gas industry that subject to normal industry credit risks, constituted more than 10% of commodity sales from production. Sales to this customer totaled $1,028.6 million for the year ended December 31, 2023 and $1,235.0 million for the year ended December 31, 2022, respectively.

26. Commitments and Contingencies

a) Colombia

At December 31, 2023 performance guarantees are in place with the ANH for certain blocks. The guarantees are in the form of issued letters of credit totaling $141.0 million (December 31, 2022 - $129.1 million) to support the exploration work commitments in respect of the 39 blocks in Colombia.

At December 31, 2023 EDC has provided the Company's bank with performance security guarantees to support approximately $8.0 million (December 31, 2022 - $9.4 million) of the letters of credit issued on behalf of Parex. The EDC guarantees have been secured by a general security agreement issued by Parex in favour of EDC. The letters of credit issued to the ANH are reduced from time to time to reflect completed work on an ongoing basis. At December 31, 2023, there are an additional $133.0 million (December 31, 2022 - $119.7 million) letters of credit that are provided by a Latin American bank on an unsecured basis.

The value of the Company's exploration commitments as at December 31, 2023 in respect of the Colombia work commitments under E&P contracts, and joint venture farm-in arrangements are estimated to be as follows:

(000s)	
2024	$ 21,530
2025	230,793
2026	40,756
Thereafter	164,990
	$ 458,069

b) Operating leases

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will impact the Company's future operations and liquidity. These commitments include leases for office space and accommodations.

The existing minimum lease payments for office space and accommodations at December 31, 2023 are as follows:

(000s)		Total	2024	2025	2026	2027	Thereafter
Office and accommodations	$	6,789	2,076	1,085	840	2,788	—

27. Related Party Disclosures

a) Significant Subsidiaries

The consolidated financial statements include the financial statements of Parex Resources Inc. at December 31, 2023 and 2022. Transactions between subsidiaries are eliminated upon consolidation.

b) Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

For the year ended December 31,		**2023**		2022
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**5,448**	$	4,972
Equity settled share-based compensation		**637**		709
Cash settled share-based compensation		**5,841**		7,984
	$	**11,926**	$	13,665

c) Other transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2023 and 2022.

28. Subsequent Event

On January 22, 2024, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 10,198,838 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2025. The Company also entered into an automatic share purchase plan with a broker to facilitate repurchases of Common Shares pursuant to the Company's NCIB. Under the Company's automatic share purchase plan, the Company's broker may repurchase Common Shares under the NCIB during the Company's self-imposed blackout periods. The Company has repurchased approximately 0.5 million shares to date in 2024 at an average price of Cdn$21.88 per share, for total consideration of Cdn$11.8 million under the current normal course issuer bid.



MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS

The following Management's Discussion and Analysis ("MD&A") of the financial condition and results of operations of Parex Resources Inc. ("Parex" or the "Company") for the three months and years ended December 31, 2023 and 2022 is dated February 29, 2024 and should be read in conjunction with the audited consolidated financial statements for the years ended December 31, 2023 and 2022 (the "audited consolidated financial statements"). The audited consolidated financial statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards"), representing generally accepted accounting principles ("GAAP") for publicly accountable enterprises in Canada.

Additional information related to Parex are included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities, including the Company's Annual Information Form dated February 29, 2024 (the "AIF"), and may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

All financial amounts are in United States (US) dollars unless otherwise stated.

Company Profile

Parex is the largest independent oil and gas company in Colombia, focusing on sustainable, conventional production. Parex's corporate headquarters are in Calgary, Canada, and the Company has an operating office in Bogotá, Colombia. Parex is a member of the S&P/TSX Composite ESG Index and its common shares trade on the Toronto Stock Exchange ("TSX") under the symbol PXT.

Abbreviations

Refer to the final page of the MD&A for commonly used abbreviations in the document. Refer to the Advisory on Forward-Looking Statements and Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory.

References to crude oil or natural gas production in this MD&A refer to the light and medium crude oil and heavy crude oil and conventional natural gas, respectively, product types as defined in National Instrument 51-101 - *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101").*

2023 Highlights

- Annual crude oil and natural gas production in 2023 averaged 54,356 boe/d (99% crude oil and 1% natural gas), an increase of 4% over the 2022 average production of 52,049 boe/d (97% crude oil and 3% natural gas). Production per share*** increased by 12% compared to 2022 primarily as a result of developmental drilling and the reduction of outstanding shares. Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.
- Recognized net income of $459.3 million ($4.32 per share basic) for the year ended December 31, 2023 compared to net income of $611.4 million ($5.38 per share basic) in 2022.
- Generated annual funds flow provided by operations ("FFO")* of $667.8 million ($6.29 per share basic**) compared to $724.9 million ($6.38 per share basic) in 2022.
- A total of $223.7 million was returned to shareholders through dividends of $118.7 million and share repurchases of $105.1 million. Repurchased 5.6 million common shares under the Company's normal course issuer bid ("NCIB"), reducing outstanding shares by 5% in 2023. The Company's regular quarterly dividend increased by 50% to Cdn$0.375 for 2023 compared to Cdn$0.250 for the fourth quarter of 2022.

Three Months Ended December 31, 2023 ("fourth quarter" or "Q4") Highlights

- Quarterly crude oil and natural gas production averaged 57,329 boe/d (98% crude oil and 2% natural gas), an increase of 6% over the fourth quarter of 2022. Refer to "Consolidated Results of Operations" for production split by product type.
- Recognized net income of $133.8 million ($1.28 per share basic) compared to net income of $250.0 million ($2.29 per share basic) in the comparative quarter of 2022.
- Generated quarterly FFO* of $193.4 million ($1.85 per share basic**) compared to $85.2 million ($0.78 per share basic) in the fourth quarter of 2022.
- Generated an operating netback** of $41.79/boe (Q4 2022 - $51.29/boe) and an FFO netback** of $36.81/boe (Q4 2022 - $17.02/boe) from an average Brent price of $82.90/bbl (2022 - $88.63/bbl).

* Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
** Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
*** Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Financial Summary

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
(Financial figures in $000s except per share amounts)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,700**	10,511	**8,417**	7,471	6,831
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**46,760**	42,746	**45,163**	43,008	38,449
Average oil production (bbl/d)[1]	**56,460**	53,257	**53,580**	50,479	45,280
Average conventional natural gas production (mcf/d)[1]	**5,214**	6,000	**4,656**	9,420	10,308
Average oil and natural gas production (boe/d)	**57,329**	54,257	**54,356**	52,049	46,998
Production split (% crude oil)	**98**	98	**99**	97	96
Oil and natural gas sales price ($/boe)[6]	**71.12**	74.81	**71.00**	86.88	60.97
Operating netback ($/boe)[1]	**41.79**	51.29	**44.84**	59.06	42.53
Oil and natural gas sales	**373,643**	376,347	**1,414,552**	1,643,589	1,057,184
Funds flow provided by operations[7]	**193,377**	85,194	**667,782**	724,890	577,545
Per share – basic[1][3]	**1.85**	0.78	**6.29**	6.38	4.61
Per share – diluted[1][3]	**1.85**	0.78	**6.28**	6.38	4.60
Net income	**133,783**	249,958	**459,309**	611,368	303,105
Per share – basic[3]	**1.28**	2.29	**4.32**	5.38	2.42
Per share – diluted[3]	**1.28**	2.29	**4.32**	5.38	2.41
Dividends paid	**29,505**	20,108	**118,676**	75,491	47,631
Per share – Cdn$[3][6]	**0.375**	0.25	**1.50**	0.89	0.50
Shares repurchases	**22,453**	3,206	**105,068**	221,464	218,491
Number of shares repurchased (000s)	**1,220**	220	**5,628**	11,821	12,869
Capital expenditures[2]	**91,419**	147,746	**483,343**	512,252	272,234
Long-term inventory expenditures	**(866)**	56,415	**39,430**	140,266	5,001
Free funds flow [2]	**101,958**	(62,552)	**184,439**	212,638	305,311
EBITDA[2]	**110,653**	213,604	**650,364**	953,210	633,280
Adjusted EBITDA[2]	**201,345**	244,637	**816,815**	1,066,040	689,177
Total assets (end of period)	**2,415,327**	2,314,373	**2,415,327**	2,314,373	1,784,221
Working capital surplus (end of period)[4][7]	**79,027**	84,988	**79,027**	84,988	325,780
Bank debt (end of period)[5]	**90,000**	—	**90,000**	—	—
Weighted average shares outstanding (000s)					
Basic	**104,394**	109,107	**106,247**	113,572	125,210
Diluted	**104,448**	109,140	**106,295**	113,661	125,599
Outstanding shares (end of period) (000s)	**103,812**	109,112	**103,812**	109,112	120,266

(1) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(4) Working capital calculation does not take into consideration the undrawn amount available under the syndicated bank credit facility.
(5) Syndicated bank credit facility borrowing base of $200.0 million as at December 31, 2023 and December 31, 2022.
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(7) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory". For the fourth quarter and year ended December 31, 2022 funds flow provided by operations includes a $100 million ($0.92 per share basic) increased current tax expense as a result of a voluntary, internal corporate restructuring. See the "Income Tax" section.

2023 Guidance vs Actuals

The table below is a summary of Parex's original annual guidance for 2023 and a review of 2023 actual results:

	2023 Guidance (as released December 2022)	**2023 Actuals**	**% variance from 2023 Guidance - midpoint**
Brent crude average price ($/bbl)	80	**82**	3
Production (average for period) (boe/d)[1]	57,000-63,000	**54,356**	(9)
Total Capital Expenditures ($ millions)[2]	425-475	**483**	7
Funds Flow provided by operations[4] ($ millions)	645-715	**668**	(2)
Funds Flow provided by operations netback[3] ($/boe)	31	**34**	10
Current tax effective rate on FFO (%)[5]	32%	**19%**	(41)
Return of Capital (Dividends & Share Repurchases) - % of total FFO[5]	≥33%	**34%**	3

(1) Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(5) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

In 2023 Brent crude prices were slightly higher than Parex's 2023 guidance. As Parex is unhedged, higher oil prices contributed to higher funds flow provided by operations and free funds flow, however the voluntary tax restructuring completed in late December 2022 had a significant impact on funds flow from operations which offset oil and gas production volumes being lower than original 2023 guidance. Parex's actual 2023 average production volumes being below its guidance range was largely a result of delays and production shut-ins in the Capachos Block and slower onstream timing from the Arauca field. Capital expenditures were above the forecasted range largely as a result of drilling and testing delays related to the Arauca drilling program. Funds flow provided by operations and funds flow provided by operations netback were either in line or above expected 2023 guidance. This is largely as a result of a lower than expected current tax effective rate due to the tax restructuring completed in late 2022, a lower than expected surtax band (10%), and a reversal of the non-deductibility of royalties by the Constitutional Court of Colombia.

Return of Capital to Shareholders

Parex looks to provide a significant return of capital to shareholders through dividends and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide a total shareholder return. In 2023 Parex bought back 5% of its outstanding shares under the Company's NCIB, as it intended. To further increase shareholder returns in 2023 the Company increased the Company's regular quarterly dividend by 50% to Cdn$0.375 for 2023 compared to Cdn$0.250 for the fourth quarter of 2022 which delivered $118.7 million to Parex shareholders through dividends in 2023.

2024 Guidance

The following table summarizes the Company's 2024 annual guidance:

	2024 Guidance (As released on January 15, 2024)
Brent crude average price ($/bbl)	75
Production (average for period) (boe/d)	54,000-60,000
Total Capital Expenditures ($ millions)[1][2]	390-430
Funds flow provided by operations[4] ($ millions)	590-660
Funds Flow provided by operations netback[1][3] ($/boe)	29-31
Free funds flow (FFO less total capex mid-points)[1][3] ($ millions)	215

(1) Please see the Company's January 15, 2024 news release for additional details on 2024 corporate guidance and netback sensitivity estimates.
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory"

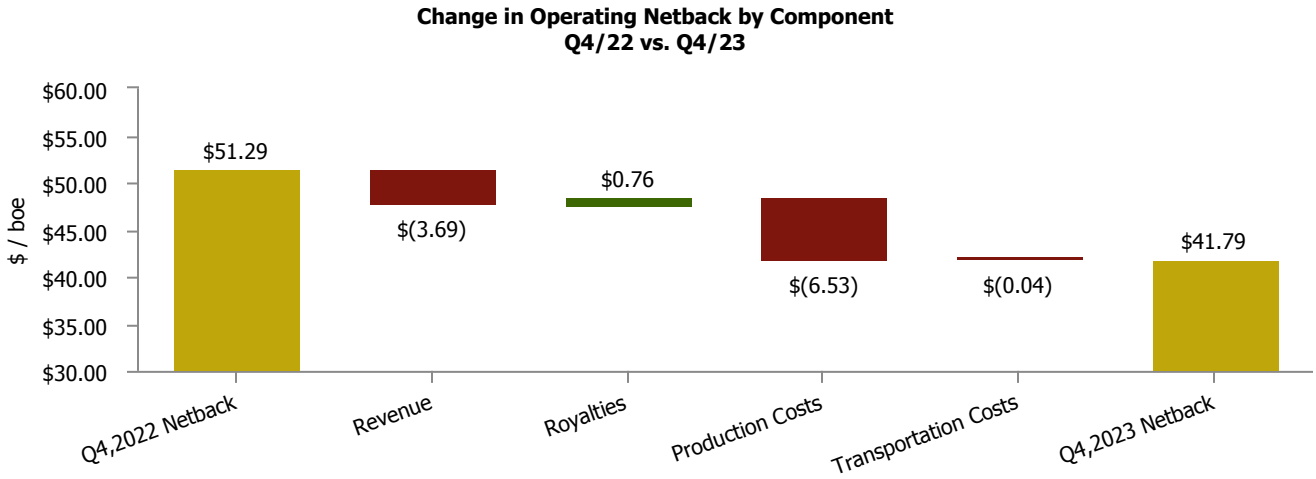
Financial and Operational Results

Consolidated Results of Operations

Parex's oil and gas operations are conducted in Colombia with head office functions conducted in Canada.

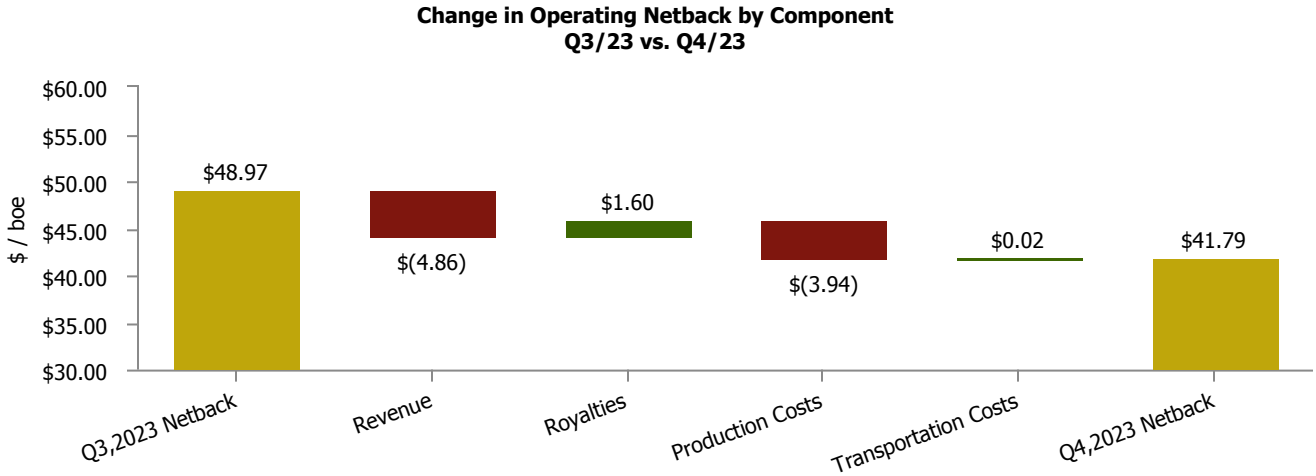
	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Average daily production				
Light Crude and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,700**	10,511	**8,417**	7,471
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**46,760**	42,746	**45,163**	43,008
Crude oil (bbl/d)	**56,460**	53,257	**53,580**	50,479
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**5,214**	6,000	**4,656**	9,420
Total (boe/d)	**57,329**	54,257	**54,356**	52,049
Production split (% crude oil production)	**98**	98	**99**	97
Average daily sales of oil and natural gas				
Produced crude oil (bbl/d)	**56,240**	53,406	**53,684**	50,213
Purchased crude oil (bbl/d)	**—**	279	**125**	245
Produced natural gas (mcf/d)	**5,214**	6,000	**4,656**	9,420
Total (boe/d)	**57,109**	54,685	**54,585**	52,028
Operating netback (000s)				
Oil and natural gas sales	**$ 373,643**	$ 376,347	**$ 1,414,552**	$ 1,643,589
Royalties	**(63,695)**	(64,445)	**(244,703)**	(332,895)
Net revenue[4]	**309,948**	311,902	**1,169,849**	1,310,694
Production expense	**(71,833)**	(35,740)	**(207,129)**	(129,980)
Transportation expense	**(18,621)**	(17,629)	**(68,306)**	(61,229)
Purchased oil expense	**(498)**	(2,207)	**(4,583)**	(9,936)
Operating netback[1]	**$ 218,996**	$ 256,326	**$ 889,831**	$ 1,109,549
Operating netback (per boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 82.90**	$ 88.63	**$ 82.18**	$ 99.04
Parex price differential	**(11.78)**	(13.82)	**(11.18)**	(12.16)
Oil and natural gas sales[2]	**$ 71.12**	$ 74.81	**$ 71.00**	$ 86.88
Royalties[2]	**(12.12)**	(12.88)	**(12.31)**	(17.68)
Net revenue	**59.00**	61.93	**58.69**	69.20
Production expense[2]	**(13.67)**	(7.14)	**(10.42)**	(6.90)
Transportation expense[2]	**(3.54)**	(3.50)	**(3.43)**	(3.24)
Operating netback[3]	**$ 41.79**	$ 51.29	**$ 44.84**	$ 59.06

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Net revenue for the year ended December 31, 2021 was $900.2 million.



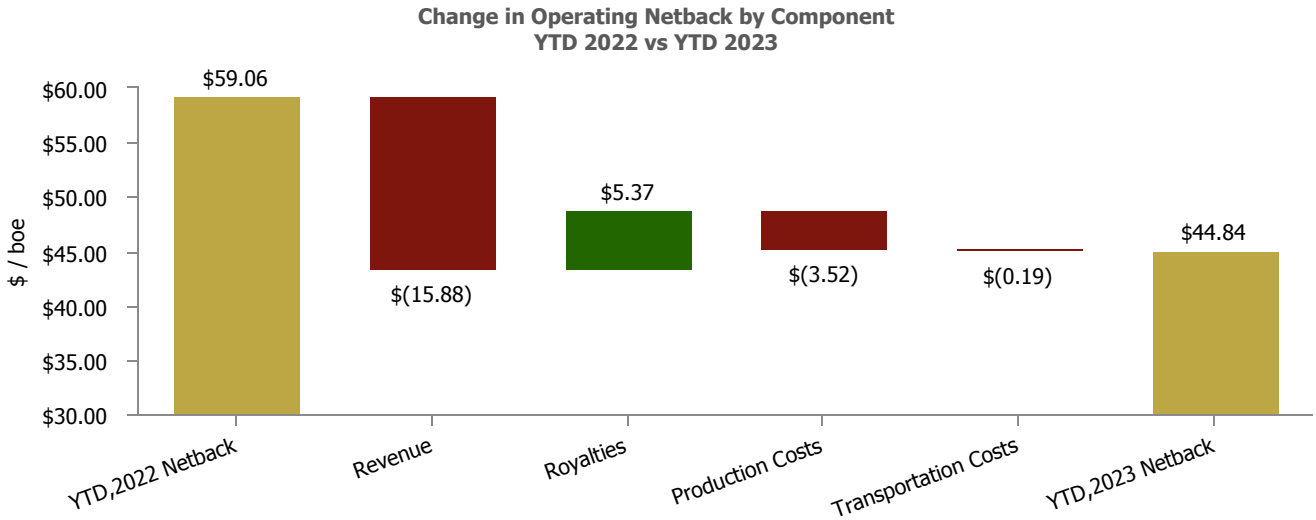
In the fourth quarter of 2023, the Company's benchmark Brent price decreased by $5.73/bbl, while revenue decreased by $3.69/boe as compared to the fourth quarter of 2022. The increase in revenue relative to the Brent crude benchmark decrease was mainly a result of higher realized sales price per boe resulting from decreased gas sales and lower location and quality differentials (and thereby a lower differential to Brent oil price). Royalties decreased by $0.76/boe as a result of lower crude oil benchmark prices in the quarter. Production costs increased by $6.53/boe mainly as a result of increasing electrical power costs. Also impacting production costs were well workovers and maintenance in the current quarter on Block LLA-34, Cabrestero and Capachos Blocks and the appreciation of the Colombian peso. Transportation costs in the quarter decreased by $0.04/boe as compared to the comparative period.

Overall, the operating netback decreased by $9.50/boe vs a Brent benchmark crude price decrease of $5.73/bbl.



In the fourth quarter of 2023, the Company's benchmark Brent oil price decreased by $3.02/bbl, while revenue decreased by $4.86/boe as compared to the third quarter of 2023. The decrease in revenue relative to the Brent crude oil benchmark decrease is mainly a result of higher location and quality differentials (and thereby a higher differential to Brent oil price) and weaker crude oil pricing in the quarter as compared to the comparative period. Royalties decreased by $1.60/boe as a result of lower crude oil benchmark prices in the quarter. Production costs increased by $3.94/boe mainly as a result of increased electrical power costs and well workovers and maintenance in the current quarter on Block LLA-34, Cabestero and Capachos Blocks. Transportation costs decreased by $0.02/boe as compared to the third quarter of 2023.

Overall, the operating netback decreased by $7.18/boe vs a Brent benchmark crude price decrease of $3.02/bbl.



In 2023, the Company's benchmark Brent price decreased by $16.86/bbl, while revenue decreased by $15.88/boe as compared to 2022. The increase in revenue relative to the higher Brent crude benchmark decrease was mainly a result of higher realized sales price per boe resulting from decreased gas sales. Royalties decreased by $5.37/boe as a result of lower crude oil benchmark prices in 2023. Production costs in 2023 increased by $3.52/boe mainly as a result of increasing electrical power costs. Also impacting production costs were well workovers and maintenance in the current year on Block LLA-34, Cabrestero and Capachos Blocks, as well as the temporary shut-in at the Capachos Block where lower field production expenses are realized. Transportation costs in 2023 increased by $0.19/boe as compared to 2022.

Overall, the operating netback decreased by $14.22/boe vs a Brent benchmark crude price decrease of $16.86/bbl.

Oil and Natural Gas Sales

a) Average Daily Production and Sales Volumes (boe/d)

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Block LLA-34	**29,513**	30,035	**29,827**	31,359
Southern Llanos Basin	**20,884**	18,158	**18,639**	14,893
Northern Llanos Basin	**3,974**	3,510	**3,042**	2,982
Magdalena Basin	**2,089**	1,554	**2,072**	1,245
Total Crude Oil Production	**56,460**	53,257	**53,580**	50,479
Natural gas production	**869**	1,000	**776**	1,570
Total crude oil and natural gas production	**57,329**	54,257	**54,356**	52,049
Crude oil inventory draw (build)	**(220)**	149	**104**	(266)
Average daily sales of produced oil and natural gas	**57,109**	54,406	**54,460**	51,783
Purchased oil	**—**	279	**125**	245
Sales Volumes	**57,109**	54,685	**54,585**	52,028

Crude oil and natural gas production for the fourth quarter of 2023 averaged 57,329 boe/d, an increase of approximately 6% from the fourth quarter of 2022 production of 54,257 boe/d and an increase of approximately 5% from the third quarter of 2023 production of 54,573 boe/d.

The increase in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2023 compared to the fourth quarter of 2022 is mainly the result of development on the Cabrestero, LLA-26, LLA-40 and VIM-1 Blocks, partially offset by increased downtime in Block LLA-34. In addition to this, production in the fourth quarter of 2022 was impacted by proactive shut-ins in the Capachos Block due to security concerns.

The increase in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2023 compared to the third quarter of 2023 is mainly the result of production from additional wells drilled during the quarter on the Cabrestero Block.

Block LLA-34 oil production in 2023 was approximately 5% less than the comparative period in 2022. This decrease is mainly due to increased downtime for workovers.

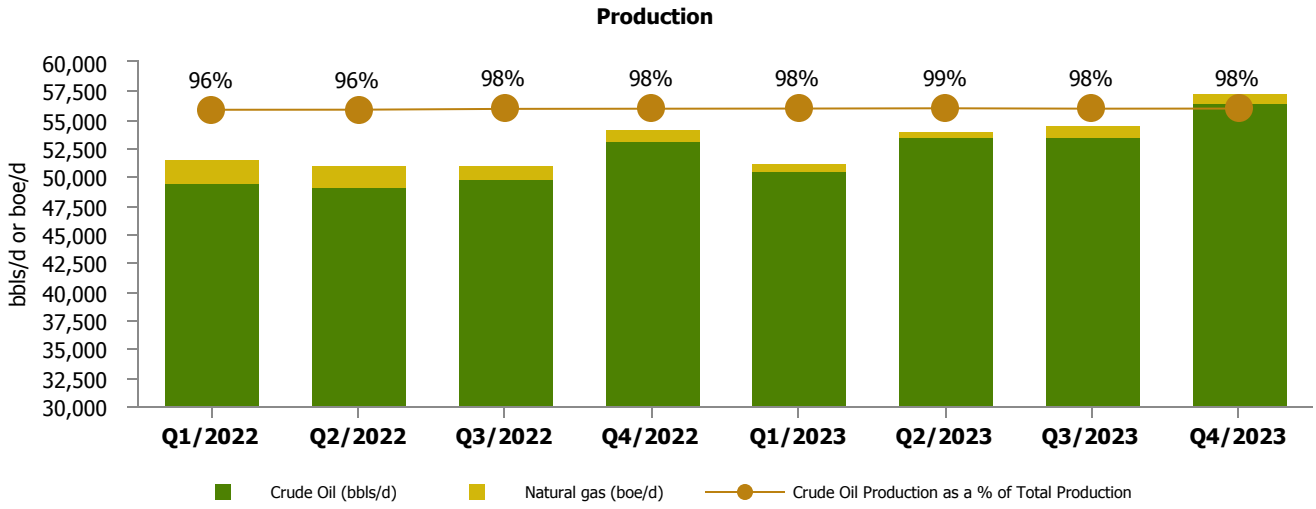
Northern Llanos basin production in 2023 was approximately 2% higher than the prior year comparative period. Production on the Capachos Block in third quarter of 2022 was impacted by temporary localized blockades and in the fourth quarter of 2022 was impacted by proactive shut-ins due to temporary security concerns. Production was also temporarily shut-in on the Capachos Block during the first and second quarters of 2023 due to temporary security concerns.

Southern Llanos basin production was approximately 25% higher than the prior year comparative period mainly due to successful drilling campaigns on the Cabrestero, LLA-26 and LLA-40 Blocks.

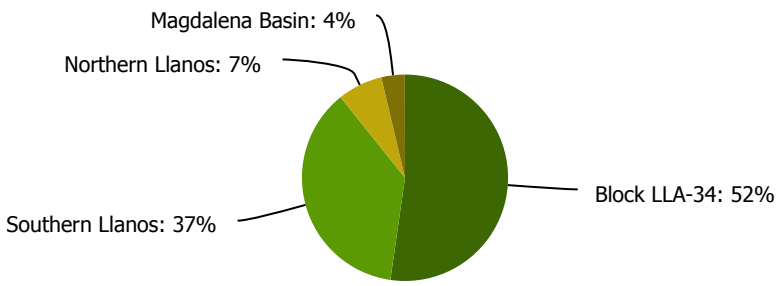
Magdalena basin production in 2023 was approximately 66% higher than the prior year comparative period of 2022 due to increased production on the VIM-1 Block. In the first quarter of 2023, the Company successfully started gas cycling on the VIM-1 Block, which by reinjecting gas maintains reservoir pressure and maximizes liquids production.

Oil and natural gas sales in the fourth quarter of 2023 were 57,109 boe/d compared to 54,685 boe/d for the fourth quarter of 2022. The increase in oil sales volumes was a result of the increase in oil production, partially offset by decreased purchased oil purchases/sales over the comparative period.

Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.



Production By Area
(Three Months ended December 31, 2023)



b) Crude Oil Reference and Realized Prices

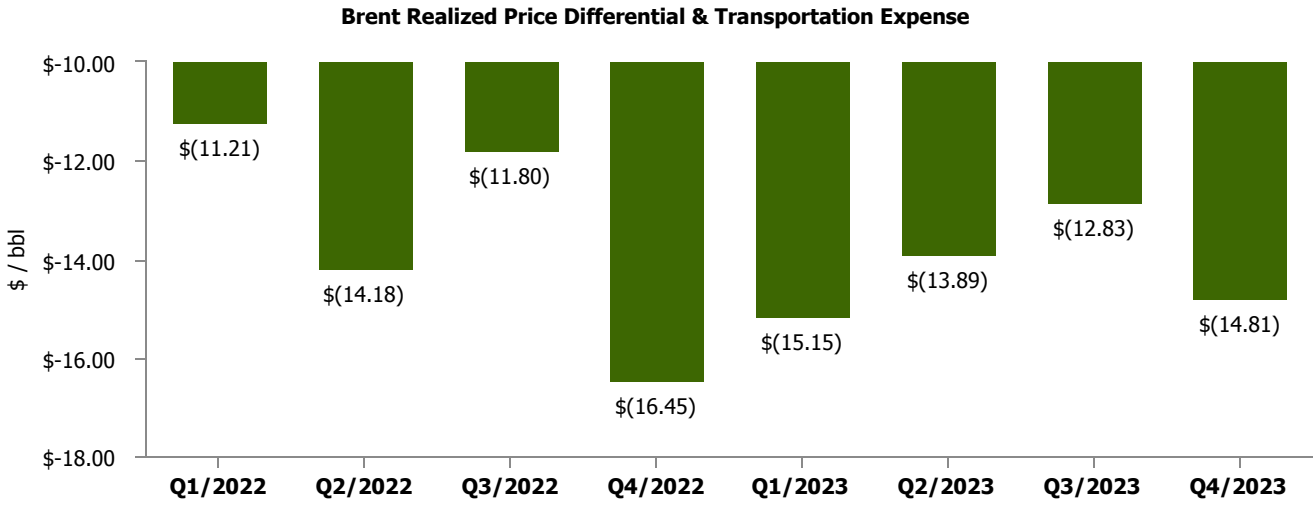
Average price for the period	**Q4 2023**	Q3 2023	Q2 2023	Q1 2023	Q4 2022
Brent ($/bbl)	**82.90**	85.92	77.84	82.16	88.63
Parex location and quality differential ($/bbl)	**(4.29)**	(3.23)	(5.13)	(6.90)	(7.63)
Parex wellhead sales discount ($/bbl)	**(6.94)**	(5.98)	(5.23)	(5.29)	(5.45)
Parex realized oil sales price ($/bbl)[2]	**71.67**	76.71	67.48	69.97	75.55
Parex realized price (differential) to Brent crude ($/bbl)	**(11.23)**	(9.21)	(10.36)	(12.19)	(13.08)
Parex transportation expense ($/bbl)[1][2]	**(3.58)**	(3.62)	(3.53)	(2.96)	(3.37)
Parex price differential and transportation expense ($/bbl)[2]	**(14.81)**	(12.83)	(13.89)	(15.15)	(16.45)

(1) Applies only to direct export cargo sales where Parex incurs the pipeline fees directly. See "Transportation Expense".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the fourth quarter of 2023, the differential between Brent reference pricing and the Company's realized oil sale price was $11.23/bbl. The differential to Brent crude during the fourth quarter of 2023 increased by $2.02/bbl compared to the third quarter of 2023 where the differential was $9.21/bbl. This was primarily the result of the location and quality differential increasing $1.06/bbl mainly related to increased differentials on heavy oil, and the wellhead sales discount increasing $0.96/bbl as result of increased sales at the wellhead compared to the prior period. Compared to the fourth quarter of 2022 Parex's realized price improved from a differential of $13.08/bbl to $11.23/bbl which was mainly driven by a decrease in location and quality differential.

Differences between Parex's realized price and Brent crude price is mainly related to location and quality adjustments, wellhead sale marketing contracts, and the timing of oil sales compared to quarter averages. The location and quality differential between Brent crude pricing also affects Parex's realized sales price and is set in liquid global markets and therefore attributed to factors that are beyond the Company's control making it inherently difficult to forecast.

Parex's realized price differential to Brent crude can fluctuate period over period due to, among other factors, the type of sales contract and the accounting treatment for oil sold at the wellhead versus direct export sales contracts.



c) Natural Gas Sales and Realized Prices

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Natural gas sales ($000s)	**$ 2,839**	$ 3,195	**$10,096**	$ 20,882
Realized sales price ($/Mcf)[(1)]	**5.92**	5.79	**5.94**	6.07

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Parex natural gas sales were $2.8 million and $10.1 million for the three months and year ended December 31, 2023 compared to $3.2 million and $20.9 million in the same periods of 2022. The decrease in natural gas sales from the prior periods is related to decreased natural gas volumes sold from Block LLA-32 as sales to Block LLA-34 for power generation have been reduced due to the tie-in of Block LLA-34 to the national electricity grid, partially offset by increased volumes sold from the VIM-1 Block.

d) Oil and Natural Gas Sales

In 2023 oil and natural gas sales decreased by $229.0 million or 14% as reconciled in the table below to 2022:

($000s)		
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2022	**$**	**1,643,589**
Sales volume of produced oil, an increase of 7% (3,471 bbl/d)		**118,416**
Sales volume of purchased oil, a decrease of 49% (120 bbl/d)		**(3,900)**
Sales price decrease of 19%		**(334,892)**
Sales volume and price change of produced natural gas		**(10,786)**
Other revenue		**2,125**
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2023	**$**	**1,414,552**

Oil and natural gas sales decreased year over year mainly due to the decrease in world oil prices.

e) Crude Oil Inventory in Transit

As at December 31, ($000s) ($000s)		**2023**		2022
Crude oil in transit	**$**	**4,254**	$	4,633

As at December 31, 2023, the Company had 105.6 mbbls (December 31, 2022 - 143.8 mbbls) of crude oil inventory in transit, which was injected into Colombian pipelines. The inventory was valued based on direct and indirect expenditures (including production costs, transportation costs, depletion expense and royalty expense) at approximately $40/bbl ($32/bbl - 2022) incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

A reconciliation of quarter to quarter crude oil inventory movements is provided below:

For the periods ended (mbbls)	**Dec. 31, 2023**	Sep. 30, 2023	Jun. 30, 2023	Mar. 31, 2023
Crude oil inventory in transit - beginning of the period	**85.4**	110.3	44.9	143.8
Oil production	**5,194.3**	4,932.7	4,880.0	4,549.5
Oil sales	**(5,174.1)**	(4,965.8)	(4,834.2)	(4,666.0)
Purchased oil	**—**	8.2	19.6	17.6
Crude oil inventory in transit (overlift) - end of the period	**105.6**	85.4	110.3	44.9
% of period production	**2.0**	1.7	2.3	1.0

Crude oil inventory build (and draw) from period to period are subject to factors that the Company does not control such as timing of the number of shipments from storage to export. The Company expects crude oil inventory in future periods to be in line with normal historic levels of below 5% of period production.

f) Purchased Oil

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Purchased oil expense ($000s)	**$ 498**	$ 2,207	**$ 4,583**	$ 9,936

Purchased oil expense for the three months and year ended December 31, 2023 was $0.5 million and $4.6 million compared to $2.2 million and $9.9 million for the 2022 comparative periods and $1.0 million in the third quarter of 2023.

Purchased oil expense has decreased compared to the same periods of 2022 as a result of a decrease in oil blending operations and a decrease in purchases of partner crude from the Capachos Block. Transportation costs are incurred by the Company to transport purchased oil to sale delivery points.

Royalties

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Base royalties[1]	**$ 32,097**	$ 28,996	**$ 119,730**	$ 132,162
Economic rights[2]	**31,598**	35,449	**124,973**	200,733
Royalties ($000s)	**$ 63,695**	$ 64,445	**$ 244,703**	$ 332,895
Per unit ($/boe)[3]	**12.12**	12.88	**12.31**	17.68
Percentage of sales[1][3]	**17**	17	**17**	20
Percentage of base royalties paid in cash	**5**	72	**8**	66
Percentage of base royalties paid in kind[4]	**95**	28	**92**	34

(1) Base royalties are sliding scale royalties based on field production and payable to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH"). Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

(2) Economic rights include high price share royalties applicable to production in excess of 5 million barrels of oil and X-Factor royalties are an additional royalty applicable to heavy oil production, both payable to ANH. Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

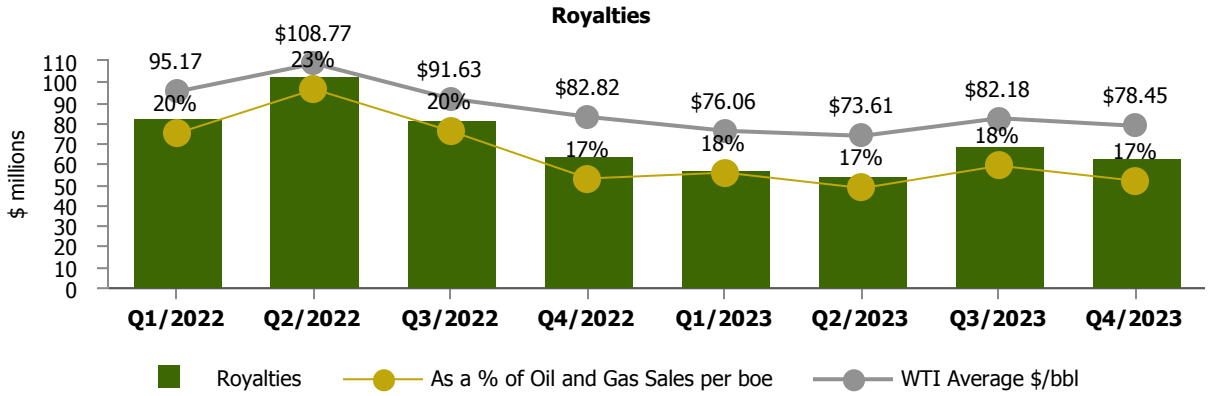
(3) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

(4) Royalties paid in kind reduce the Company's sales volumes.

For the three months and year ended December 31, 2023 royalties as a percentage of sales were 17% compared to 17% and 20% for the 2022 comparative periods. Third quarter of 2023 royalties as a percentage of sales was 18%. The decrease in royalties as a percentage of sales compared to the prior year is a result of lower benchmark WTI prices which are used in the high price share royalty ("HPR") calculation. Compared to the third quarter of 2023 and the average for 2022, the benchmark WTI price in the fourth quarter of 2023 was lower resulting in a decrease in royalties as a percentage of sales. Benchmark WTI prices for the three months and year ended December 31, 2023 were $78.45 and $77.58 compared to $82.82 and $94.57 for the 2022 comparative periods and $82.18 in the third quarter of 2023.

The decrease in royalty expense to $63.7 million and $244.7 million in the three months and year ended December 31, 2023, respectively, compared to $64.4 million and $332.9 million for the 2022 comparative periods is a result of lower benchmark WTI prices used in the calculation of high price share royalties in 2023 compared to 2022 and increased oil and natural gas production and sales over the prior period. As realized oil prices decrease, the high price share royalties as a percentage of oil sales also decrease.

The HPR comes into effect when accumulated production of any production area, inclusive of royalty volumes, exceeds 5 million barrels, and in the event international reference prices exceed pricing determined in the contract. The calculation is described as a "High Price Share" in the "Industry Conditions - High Price Participation" section of Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.



Production Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Production expense ($000s)	**$ 71,833**	$ 35,740	**$ 207,129**	$ 129,980
Per unit ($/boe)[1]	**13.67**	7.14	**10.42**	6.90

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Production expense includes the cost of activities in the field to operate wells and facilities, lift to surface, gather, process, treat and store production.

Production expense for the three months and year ended December 31, 2023 was $13.67/boe and $10.42/boe compared to $7.14/boe and $6.90/boe for the three months and year ended December 31, 2022. Production expense for the third quarter of 2023 was $9.73/boe.

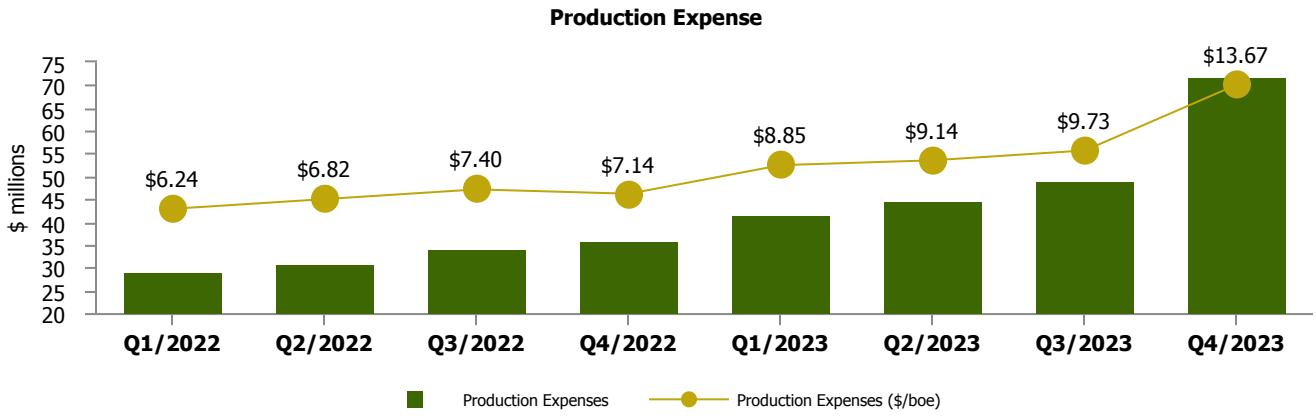
The table below provides a reconciliation of the increase in production expense per boe by main components:

	Q4 2023 vs Q4 2022	**2023 vs 2022**
Prior year production expense per boe[1]	**$ 7.14**	**$ 6.90**
Power generation	**2.50**	**1.30**
Workover and well maintenance	**2.20**	**1.20**
Colombian pesos ("COP") appreciation	**1.30**	**0.98**
Other	**0.53**	**0.04**
Current year production expense per boe[1]	**$ 13.67**	**$ 10.42**

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

The increase in production expense for the three months and year ended December 31, 2023 over the 2022 comparative periods is mainly the result of increased cost of electrical power that supplies fields with required power to operate, workover and well maintenance on Block LLA-34, the Cabrestero Block and the Capachos Block and the appreciation of the COP.

Colombia has experienced an El Niño-induced drought that has led to an escalation in power costs across the country during the past year. Colombia is heavily reliant on hydroelectric power. For 2024, it is expected that production costs will remain elevated as a result of the rise in the cost of power.
The increase in production expense from the third quarter of 2023 is mainly the result of increased power generation costs and well workovers and maintenance on Block LLA-34, the Cabrestero Block and the Capachos Block.



Transportation Expense

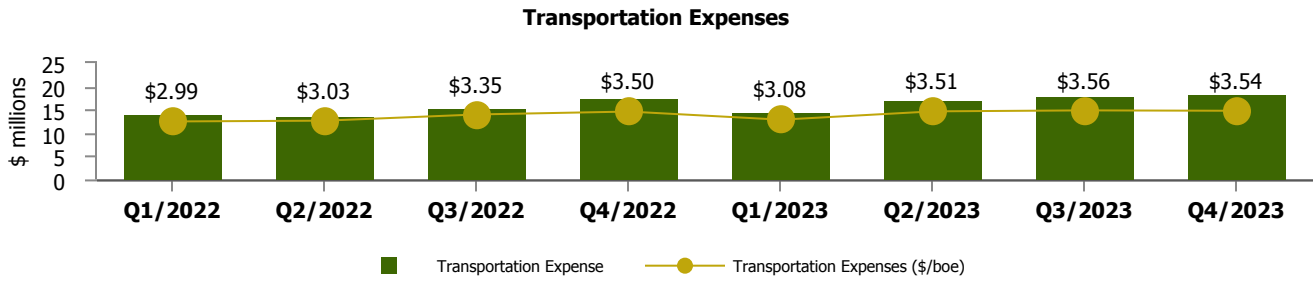
	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Transportation expense ($000s)	**$ 18,621**	$ 17,629	**$ 68,306**	$ 61,229
Per unit ($/boe)[(1)]	**3.54**	3.50	**3.43**	3.24

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Transportation expense includes trucking costs incurred to transport production to several offloading stations for sale and in some instances an oil transportation tariff from delivery point to the buyer's facility and pipeline tariffs.

For the three months ended December 31, 2023, transportation expense decreased to $3.54/boe compared to $3.56/boe for the third quarter of 2023 and increased from $3.50/boe for the comparative period in 2022. On a year to date basis transportation expense has increased to $3.43/boe from $3.24/boe in the comparative period in 2022. Transportation expense will fluctuate period over period due the mix of sales contracts types in force during the period.

The combined transportation expense and price differential from Brent for the fourth quarter of 2023, on a per boe basis, has decreased from the fourth quarter of 2022 and increased from third quarter of 2023. See "Crude Oil Reference and Realized Prices".



General and Administrative Expense ("G&A")

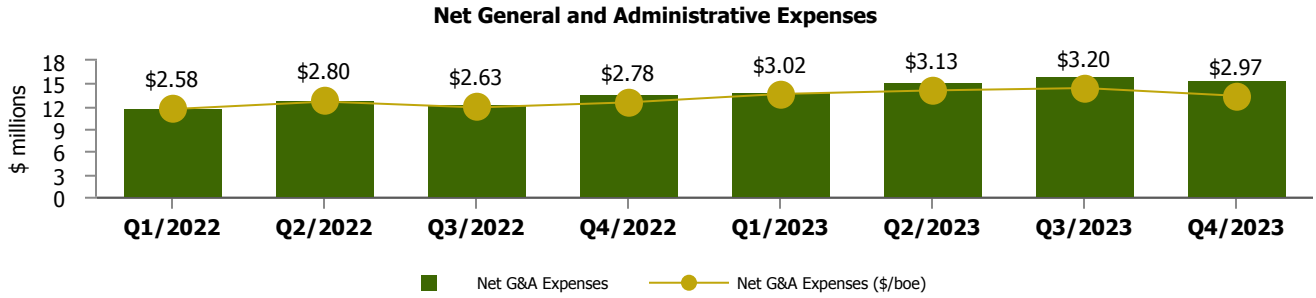
($000s)	For the three months ended December 31, 2023	2022	For the year ended December 31, 2023	2022
Gross G&A	**$ 19,471**	$ 17,709	**$ 73,155**	$ 63,634
G&A recoveries	**(984)**	(1,066)	**(2,722)**	(2,841)
Capitalized G&A	**(2,831)**	(2,784)	**(9,356)**	(9,571)
Net G&A expense	**$ 15,656**	$ 13,859	**$ 61,077**	$ 51,222
Per unit ($/boe) [1]	**2.97**	2.78	**3.08**	2.70

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Net G&A was $15.7 million and $61.1 million for the three months and year ended December 31, 2023 compared to $13.9 million and $51.2 million for the same periods in 2022. Gross G&A was $19.5 million and $73.2 million for the three months and year ended December 31, 2023 (three months and year ended December 31, 2022 - $17.7 million and $63.6 million). Gross and net G&A has increased mainly as a result of increased staffing levels during 2022 and the appreciation of the COP.

On a per boe basis net G&A in 2023 increased by 14% to $3.08 from $2.70 in 2022 mainly as result of increased staffing levels during 2023 and staff salary increases mainly in Colombia as a result of high inflation levels in Colombia. The appreciation of the COP represented approximately $0.09/boe of the increase per boe compared to 2022.

The Company's G&A expense is mainly denominated in local currencies of COP and Canadian dollars ("Cdn") which as they appreciate/ depreciate have an impact on G&A expense. Refer to the "Foreign Exchange Sensitivity Analysis" for further information.



Share-Based Compensation

($000s)	For the three months ended December 31, 2023	2022	For the year ended December 31, 2023	2022
Equity settled share-based compensation expense	**$ 264**	$ 309	**$ 1,043**	$ 1,228
Cash settled share-based compensation expense	**7,410**	4,792	**29,321**	17,900
Total share-based compensation expense	**$ 7,674**	$ 5,101	**$ 30,364**	$ 19,128

Share-based compensation expense was $7.7 million and $30.4 million for the three months and year ended December 31, 2023 compared to $5.1 million and $19.1 million for the same periods in 2022.

Equity settled share-based compensation expense was $0.3 million and $1.0 million for the three months and year ended December 31, 2023 compared to $0.3 million and $1.2 million for the same periods in 2022. Equity settled share-based compensation includes the Company's stock option plan. The decrease in the equity settled plan expense from the prior year is mainly related to the decrease in the awards remaining to be amortized under this plan as compared to the prior year.

Cash settled share-based compensation relates to the Company's cash settled incentive plans and includes cash settled restricted share units ("CRSUs"), cash or share settled restricted share units ("CosRSUs"), cash or share settled performance share units ("CosPSUs") and deferred share units ("DSUs"). Cash settled share-based compensation expense for the three months and year ended December 31, 2023 was $7.4 million and $29.3 million compared to $4.8 million and $17.9 million for the same periods in 2022. This increase in expense is mainly attributable to the increase in Parex's share price from period end dates, partially offset by less units being granted compared to the prior period. Parex share price increased to Cdn$24.95 at December 31, 2023 from Cdn$20.15 at December 31, 2022.

Obligations for payments of cash under the Company's cash settled incentive plans are accrued as expense over the vesting period based on the fair value of the units as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans of the audited consolidated financial statements. As at December 31, 2023, the total cash settled incentive plans liability accrued was $38.6 million (December 31, 2022 - $28.4 million) of which $16.3 million (December 31, 2022 - $13.1 million) is classified as long-term in accordance with the vesting periods.

Cash payments to settle cash settled share-based compensation in the three months and year ended December 31, 2023 were $0.7 million and $21.0 million compared to $0.4 million and $28.7 million for the same periods in 2022. The decrease year over year is mainly related to the decrease in Parex share price at the time of settlement and the decrease in the number of PSUs being vested.

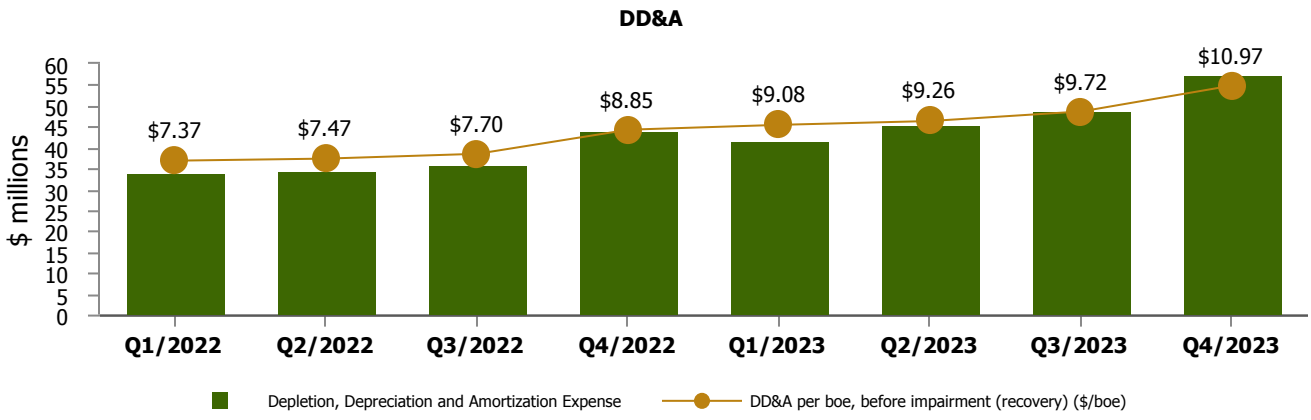
Depletion, Depreciation and Amortization Expense ("DD&A")

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
DD&A ($000s) total	**$ 57,833**	$ 44,167	**$ 194,229**	$ 149,351
Per unit ($/boe)[(1)]	**10.97**	8.85	**9.79**	7.86

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Fourth quarter 2023 DD&A was $57.8 million ($10.97/boe) compared to $44.2 million ($8.85/boe) for the same period in 2022. For the year ended December 31, 2023 DD&A was $194.2 million ($9.79/boe) as compared to $149.4 million ($7.86/boe) for the prior year.

For the fourth quarter of 2023, future development costs of $409.5 million (three months ended December 31, 2022 - $524.7 million) were included in the depletion calculation. Fourth quarter 2023 DD&A of $10.97/boe increased from the comparative period of $8.85/boe due to adding to our depletable capital base through capital expenditures made during the period, along with an increase in the depletion rate over the previous comparative period.



Foreign Exchange

($000s)	For the three months ended December 31, 2023	2022	For the year ended December 31, 2023	2022
Foreign exchange (gain) loss	**$ (317)**	$ (3,020)	**$ 11,595**	$ (18,212)
Foreign currency risk management contracts (gain) loss	**—**	288	**(6,109)**	807
Total foreign exchange (gain) loss	**$ (317)**	$ (2,732)	**$ 5,486**	$ (17,405)
Average foreign exchange rates				
USD$/Cdn$	**1.36**	1.36	**1.35**	1.30
USD$/COP	**4,070**	4,808	**4,325**	4,255

The Company's main exposure to foreign currency risk relates to the pricing of foreign currency denominated in Cdn and COP, as the Company's functional currency is the U.S. dollar ("USD"). The Company has exposure in Colombia and Canada on costs, such as capital expenditures, local wages, royalties and income taxes, all of which may be denominated in local currencies. The main drivers of foreign exchange gains and losses recorded on the consolidated statements of comprehensive income is the COP denominated income tax payable and tax withholdings receivable, and accounts payable. The timing of payment settlements, accruals and their adjustments have impacts on foreign exchange gains/losses.

For the three months and year ended December 31, 2023, a total foreign exchange gain of $0.3 million and loss of $5.5 million was recorded compared to a gain of $2.7 million and a gain of $17.4 million in the respective prior year periods. Unrealized foreign exchange gains and losses may be reversed in the future as a result of fluctuations in exchange rates and are recorded in the Company's consolidated statements of comprehensive income.

In the second quarter of 2023 the Company also recorded a $4.8 million realized gain on a COP/USD collar which settled in the money and is included in the total foreign exchange for the year ended December 31, 2023.

The Company reviews its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis and maintains cash deposits primarily in USD and COP denominated deposits in Canada, Switzerland and Colombia.

Foreign Exchange Sensitivity Analysis

		$/boe Impact of change in local currency/ $USD exchange rate	
Cost component	**Estimated percent of cost denominated in local currency**	**10% appreciation of local currency**	**10% depreciation of local currency**
Production expense	90 %	$ 1.23	$ (1.23)
Transportation expense	50 %	$ 0.18	$ (0.18)
G&A expense	100 %	$ 0.30	$ (0.30)

The table above displays the estimated per boe impact of a change in Parex's local currencies and the effect on Parex's key cost components. The component impact in $/boe terms uses Q4 2023 per boe costs. This analysis ignores all other factors impacting cost structure including efficiencies, cost reduction strategies, and cost inflation.

As at December 31, 2023, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Cdn and COP against the USD would have decreased (increased) net income by approximately $8.5 million.

Net Finance Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Bank charges and credit facility fees	**$ 1,089**	$ 841	**$ 5,524**	$ 3,875
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**2,459**	1,489	**8,701**	5,807
Interest and other income	**(2,274)**	(4,724)	**(14,520)**	(9,015)
Right of use asset interest	**51**	46	**194**	80
Loss (gain) on settlement of decommissioning liabilities	**(166)**	(529)	**199**	532
Expected credit loss (recovery) provision	**(464)**	(342)	**(421)**	(557)
Other	**271**	37	**2,219**	(29)
Net finance expense (income)	**$ 966**	$ (3,182)	**$ 1,896**	$ 693

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2023	2022	**2023**	2022
Non-cash finance expense	**$ 1,853**	$ 482	**$ 8,546**	$ 5,580
Cash finance (income)	**(887)**	(3,664)	**(6,650)**	(4,887)
Net finance expense (income)	**$ 966**	$ (3,182)	**$ 1,896**	$ 693

Bank charges and credit facility fees relate to bank taxes paid in Colombia and the interest and standby fees related to the Company's credit facility. The non-cash components of net finance expense include the accretion on decommissioning and environmental liabilities, loss on settlement of decommissioning liabilities, loss on disposition of tangible assets, other and the expected credit loss provision (recovery).

Risk Management

Management of cash flow variability is an integral component of Parex's business strategy. Changing business conditions are monitored regularly and, where material, reviewed with the board of directors ("the Board" or "Board of Directors") to establish risk management guidelines to be used by management. The risk exposure inherent in movements in the price of crude oil, fluctuations in the USD/COP exchange rate and interest rate movements are all proactively reviewed by Parex and as considered appropriate may be managed through the use of derivatives primarily with financial institutions that are members of Parex's syndicated bank credit facility. The Company considers these derivative contracts to be an effective means to manage and forecast cash flow.

Parex has elected not to apply IFRS prescribed "hedge accounting" rules and, accordingly, pursuant to IFRS the fair value of the financial contracts is recorded at each period-end. The fair value may change substantially from period to period depending on commodity and foreign exchange forward strip prices for the financial contracts outstanding at the balance sheet date. The change in fair value from period-end to period-end is reflected in the earnings for that period. As a result, earnings may fluctuate considerably based on the period-ending commodity and foreign exchange forward strip prices, in respect of any outstanding commodity or foreign exchange derivative contracts.

a) Risk Management Contracts – Brent Crude

As at December 31, 2023 the Company had no outstanding commodity price risk management contracts.

The Company has no commodity risk management contracts in place for 2024 and is therefore fully exposed to fluctuations in oil prices.

b) Risk Management Contracts – Foreign Exchange

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in COP and Cdn while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in USD.

As at December 31, 2023 the Company had no outstanding foreign currency risk management contracts.

The following is a summary of the foreign currency risk management contracts put in place since December 31, 2023:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount USD	Strike Price CAD
January 24, 2024 to February 15, 2024	CAD	Strike Forward	$15,000,000	-0.0015
January 24, 2024 to March 27, 2024	CAD	Strike Forward	$37,000,000	-0.0025

The table below summarizes the (gain) loss on the foreign currency risk management contracts that were in place during the three months and years ended December 31, 2023 and 2022:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Unrealized (gain) loss on foreign currency risk management contracts	**—**	288	**(1,278)**	807
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**—**	—	**(4,831)**	—
Total	**$ —**	$ 288	**$ (6,109)**	$ 807

Total Non-Current Financial Liabilities

The following table summarized the total non-current financial liabilities for the three most recently completed financial years:

	2023	**2022**	**2021**
Bank debt	**$ 90,000**	$ —	$ —
Lease obligation	**5,736**	6,079	4,512
Cash settled equity plans payable	**16,284**	13,132	14,322
Total	**$ 112,020**	$ 19,211	$ 18,834

Income Tax

The components of tax (recovery) expense for the three months and year ended December 31, 2023 and 2022 were as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Current tax expense	**$ 8,855**	$ 163,107	**$ 155,683**	$ 346,037
Deferred tax expense (recovery)	**(90,784)**	(240,446)	**(160,753)**	(154,239)
Total tax expense (recovery)	**$ (81,929)**	$ (77,339)	**$ (5,070)**	$ 191,798
Effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax[(1)]	**4%**	66%	**19%**	32%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Current tax expense in the fourth quarter of 2023 was $8.9 million as compared to $163.1 million in the comparative three month period. For the full year 2023 the Company recorded $155.7 million of current tax expense as compared to $346.0 million in 2022.

The significant decrease in current tax expense from the prior periods current tax expense relates mainly to the $100 million restructuring cost incurred in the three months ended December 31, 2022. The restructuring was a voluntary, internal corporate entity restructuring to consolidate certain assets in the Southern Llanos basin into one corporate entity for operational and administrative optimization. Also having a significant impact on the fourth quarter 2023 and full year 2023 current tax was the overturned decision by the Constitutional Court of Colombia regarding the deductibility of royalties, and also the Colombia surtax band of 10% being less than forecast. It was assumed the surtax band would be 15% for current tax provision purposes until the third quarter of 2023. For further details regarding the deductibility of royalties and Colombia surtax bands refer to "2023 Tax Reform" below.

Partially offsetting the decrease in current taxes incurred in the fourth of 2022, was the increase in 2023 current tax as a result of the Company being subject to the 10% Colombian surtax band as a result of the 2023 Colombian tax reform (refer to "2023 Tax Reform" below).

For the three months and year ended December 31, 2023 deferred tax was a recovery of $90.8 million and $160.8 million (recovery of $240.4 million and $154.2 million for the three months and year ended December 31, 2022). The deferred tax recovery in the current year periods is largely a result of the depreciation of the COP at the period end dates. Also impacting the deferred tax recovery was the accounting impairments recorded which reduced the temporary difference between the accounting and tax basis of assets.

2023 Tax Reform

In November 2022, the Colombian government enacted a new tax reform to replace the previous tax scheme that was implemented in 2021. The new tax reform became effective January 1, 2023 and includes a base income tax rate for 2023 and beyond of 35% plus the creation of a surtax of between 0% to 15% for Colombian oil companies. The surtax calculation is linked to the historical Brent oil price over a 10 year period.

Also included as part of the tax reform was the inability for oil and gas Company's to deduct royalties from taxable income. This reform however was overturned in the fourth quarter of 2023 by the Constitutional Court of Colombia. In early 2024, the Colombian government appealed this decision. It is expected that the Constitutional Court of Colombia will have a ruling on this appeal late in the first quarter of 2024. Parex has assumed the deductibility of royalties ruling will be upheld for the purposes of calculating 2023 current tax and forecast 2024 current tax.

2024 Current Tax Guidance

The table below reflects the expected effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax in 2024:

Brent price assumption	**$65/bbl**	**$75/bbl**	**$85/bbl**
Effect current tax rate on before tax funds flow from operations	10-12%	19-21%	25-27%

The calculation of current and deferred income tax in Colombia is based on a number of variables which can cause swings in current and deferred income tax. These variables include but are not limited to the year-end producing reserves used in calculating depletion for tax purposes, the timing and number of dry hole write-offs permissible for Colombian tax purposes and currency fluctuations.

Capital Expenditures

For the year ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Acquisition of unproved properties	**$ 7,770**	$ 5,686	**$ —**	$ —	**$ 7,770**	$ 5,686
Geological and geophysical	**2,497**	15,463	**—**	—	**2,497**	15,463
Drilling and completion	**396,584**	426,695	**—**	—	**396,584**	426,695
Well equipment and facilities	**74,247**	61,754	**—**	—	**74,247**	61,754
Other	**429**	576	**1,816**	2,078	**2,245**	2,654
Total capital expenditures[(1)]	**$ 481,527**	$ 510,174	**$ 1,816**	$ 2,078	**$ 483,343**	$ 512,252

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For the three months ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Acquisition of unproved properties	**$ 722**	$ (2,248)	**$ —**	$ —	**$ 722**	$ (2,248)
Geological and geophysical	**780**	2,575	**—**	—	**780**	2,575
Drilling and completion	**47,000**	135,183	**—**	—	**47,000**	135,183
Well equipment and facilities	**41,624**	11,964	**—**	—	**41,624**	11,964
Other	**371**	237	**922**	35	**1,293**	272
Total capital expenditures[(1)]	**$ 90,497**	$ 147,711	**$ 922**	$ 35	**$ 91,419**	$ 147,746

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Below is additional information related to capital expenditures in the period by key operating area:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Block LLA-34	**$ 30,373**	$ 29,309	**$ 118,275**	$ 102,777
Southern Llanos	**13,478**	66,657	**209,513**	198,899
Northern Llanos	**43,904**	26,242	**96,697**	63,934
Magdalena Basin	**2,372**	25,266	**56,613**	143,988
Corporate	**1,292**	272	**2,245**	2,654
Total capital expenditures[(1)]	**$ 91,419**	$ 147,746	**$ 483,343**	$ 512,252

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the year ended December 31, 2023 the Company incurred $483.3 million of capital expenditures compared to $512.3 million in the same period of 2022. During 2023 the Company drilled 59 gross (43.60 net) wells, compared to 66 gross (48.90 net) wells in 2022.

During the year ended December 31, 2023 the Company's capital expenditures of $483.3 million were self-funded from funds flow provided by operations of $667.8 million.

In the fourth quarter of 2023 the Company drilled 11 gross (8.30 net) wells in Colombia compared to 20 gross (14.35 net) wells in the comparative period in 2022. Drilling and completion costs during the fourth quarter of 2023 totaled $47.0 million mainly related to drilling and completion costs in Colombia at the Arauca Block, the Cabrestero Block, the Capachos Block, and Blocks LLA-34, LLA-81 and LLA-122.

Capital expenditures were lower in the fourth quarter of 2023 as compared to third quarter of 2023, primarily driven by decreased activity on the Cabrestero Block and Block LLA-81, as well as overall corporate activity being reduced with a lower rig count.

Long-Term Inventory

The Company has long-lead material and equipment inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment. With strong demand for material and equipment used in oil and gas operations, the Company took an active, first mover approach to securing material and equipment ahead of its 2023 and 2024 capital programs, specifically specialty casing and tubing for the Northern Llanos drilling program. The Northern Llanos drilling program (Capachos and Arauca projects) experienced delays in the first half of 2023 which has resulted in an increase in inventory levels.

Parex expects to draw on long-lead inventory from current levels through the next six to nine months and thereby will reduce this balance over time.

Cost	
Balance at December 31, 2021	**$ 25,005**
Additions	186,080
Transfers to E&E and PP&E assets	(45,814)
Balance at December 31, 2022	**$ 165,271**
Additions	114,803
Transfers to E&E and PP&E assets	(75,373)
Balance at December 31, 2023	**$ 204,701**

The below table represents the long-term inventory expenditures for the three months and years ended December 31, 2023 and 2022:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Additions	**$ 14,281**	$ 81,407	**$ 114,803**	$186,080
Transfers to D&P and E&E assets	**(15,147)**	(24,992)	**(75,373)**	(45,814)
Total long-term inventory expenditures	**$ (866)**	$ 56,415	**$ 39,430**	$140,266

Non-Cash Impairment Charges

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Impairment of E&E assets	**$ 25,648**	$ 26,494	**$ 82,858**	$ 103,394
Impairment of PP&E related to Boranda/Fortuna CGU	**59,682**	—	**59,682**	—
Total non-cash impairment charges before deferred income tax recoveries	**$ 85,330**	$ 26,494	**$ 142,540**	$ 103,394

2023 Impairments

The Company recorded impairments of exploration and evaluation ("E&E") assets during the three months and year ended December 31, 2023 of $25.6 million and $82.9 million, respectively. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the VIM-43 and LLA-134 Blocks for costs related to exploration wells which indicated non-economic results, the Company also has plans to relinquish the LLA-134 Block. In addition, impairment includes LLA-81 block costs that were impaired on transfer to property, plant and equipment ("PP&E) as the carrying amount exceeded its recoverable. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for VIM-43 and LLA-134 Block assets and $12.3 million for LLA-81 Block assets. It was determined that the impairment was $82.9 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2023.
At December 31, 2023 Parex tested its cash generating units ("CGUs") for PP&E impairment. The Company determined that the carrying amount of the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin exceeded its recoverable amount and an impairment of $59.7 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three months and year ended December 31, 2023. There are no E&E assets associated with this CGU.

As at December 31, 2023, the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $40.9 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment. All other CGU's were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The fair value as determined for the Company's producing properties was consistent with the Company's independent qualified reserve evaluators reserve estimate at December 31, 2023. The recoverable amount was determined using estimated fair value less costs of disposal.

Future cash flows were discounted using an after tax discount rate of 14% with the following prices being used by Parex's independent reserve evaluator as at December 31, 2023:

	2024	2025	2026	2027	2028	Thereafter
Brent ($US/bbl)	77.00	79.50	81.49	82.58	84.19	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	72.50	75.00	76.99	78.53	80.10	2% increase per year

2022 Impairments
The Company recorded impairments of E&E assets during the three months and year ended December 31, 2022 of $26.5 million and $103.4 million, respectively. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets, primarily associated with the Fortuna Block costs related to exploration wells which indicated non-economic results and the CPO-11 Block costs related to exploration wells which indicated non-economic results and the Company has plans to relinquish the CPO-11 Block. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for these assets. The net book value of costs on these blocks has been impaired to $nil.

At December 31, 2022 Parex tested its CGUs for PP&E impairment where it was determined that the recoverable amount of the CGUs exceeded their carrying amounts, and therefore the Company's CGUs were not impaired. The recoverable amount was determined using estimated fair value less costs of disposal. Future cash flows were discounted using an after tax rate of 14% with the following prices being used by Parex's independent reserve evaluator as at December 31, 2022:

	2023	2024	2025	2026	2027	Thereafter
Brent ($US/bbl)	80.00	80.50	81.50	82.00	82.53	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	75.00	75.00	75.43	76.94	78.48	2% increase per year

For further information regarding the impairment charges for the years ended December 31, 2023 and 2022, refer to note 7 - Exploration and Evaluation Assets and note 8 - Property, Plant and Equipment in the audited consolidated financial statements.

Impairment Test of Goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment. The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded. For additional information refer to note 12 - Goodwill in the audited consolidated financial statements.

Summary of Quarterly Results (unaudited)

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	**Dec. 31, 2023**	Sep. 30, 2023	Jun. 30, 2023	Mar. 31, 2023
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,700**	8,837	7,982	7,115
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**46,760**	44,779	45,644	43,435
Crude Oil (bbl/d)	**56,460**	53,616	53,626	50,550
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**5,214**	5,742	2,964	4,692
Total (boe/d)	**57,329**	54,573	54,120	51,332
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	**71.67**	76.71	67.48	69.97
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	**$ 373,643**	$ 383,998	$ 328,178	$ 328,733
Funds flow provided by operations[5]	**$ 193,377**	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724
Per share – basic[2]	**1.85**	1.49	1.45	1.49
Per share – diluted[2]	**1.85**	1.49	1.45	1.49
Net income	**$ 133,783**	$ 119,736	$ 101,415	$ 104,375
Per share – basic	**1.28**	1.13	0.95	0.96
Per share – diluted	**1.28**	1.13	0.95	0.96
Dividends paid	**29,505**	29,239	30,101	29,831
Per share – Cdn$[4][6]	**0.375**	0.375	0.375	0.375
Capital Expenditures[1]	**$ 91,419**	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868
Long-term inventory expenditures	**$ (866)**	$ (374)	$ 20,903	$ 19,767
Total assets (end of period)	**$ 2,415,327**	$ 2,263,479	$ 2,225,799	$ 2,349,748
Outstanding shares (end of period) (000s)	**103,812**	105,014	106,194	107,419
Working capital (deficit) surplus (end of period)[3][5]	**$ 79,027**	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	Dec. 31, 2022	Sep. 30, 2022	Jun. 30, 2022	Mar. 31, 2022
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	10,511	6,903	6,734	5,687
Heavy Crude Oil (bbl/d)	42,746	43,063	42,373	43,865
Crude Oil (bbl/d)	53,257	49,966	49,107	49,552
Conventional Natural Gas (mcf/d)	6,000	6,750	12,216	12,816
Total (boe/d)	54,257	51,091	51,143	51,688
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	75.55	89.33	100.83	89.68
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	$ 376,347	$ 405,371	$ 448,255	$ 413,616
Funds flow provided by operations[5]	$ 85,194	$ 206,412	$ 227,796	$ 205,488
Per share – basic[2]	0.78	1.85	1.98	1.73
Per share – diluted[2]	0.78	1.85	1.98	1.73
Net income (loss)	$ 249,958	$ 65,632	$ 143,128	$ 152,650
Per share – basic	2.29	0.59	1.24	1.29
Per share – diluted	2.29	0.59	1.24	1.29
Dividends paid	20,108	20,042	22,226	13,115
Per share – Cdn$[4][6]	0.250	0.250	0.250	0.140
Capital Expenditures[1]	$ 147,746	$ 127,353	$ 126,240	$ 110,913
Long-term inventory expenditures	$ 56,415	$ 65,725	$ 6,541	$ 11,585
Total assets (end of period)	$ 2,314,373	$ 2,089,253	$ 2,086,407	$ 1,923,836
Outstanding shares (end of period) (000s)	109,112	109,323	113,810	116,413
Working capital surplus (end of period)[3][5]	$ 84,988	$ 229,763	$ 311,496	$ 286,684

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Working capital does not include the undrawn amount available on the credit facility.
(4) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(5) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory". For the year ended December 31, 2022 funds flow provided by operations included a $100.0 million ($0.92 per share basic) increased current tax expense as a result of a voluntary internal corporate restructuring, refer to the "Income Tax" section.
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Factors that Caused Variations Quarter Over Quarter

During the fourth quarter of 2023, production of 57,329 boe/d (consisting of 9,700 bbls/d light crude oil and medium crude oil, 46,760 bbls/d of heavy crude oil and 5,214 mcf/d of conventional natural gas) increased by 5% over the previous quarter ended September 30, 2023. Revenue was lower than the previous quarter due a decrease in realized prices. Funds flow provided by operations was higher than the previous quarter due to a decrease in current income tax expense due to a number of factors. Refer to "Income Tax" for a detailed description of the main drivers of the decrease in current tax in the fourth quarter. Working capital increased to $79.0 million* from a deficit of $57.5 million* at September 30, 2023 largely due to bank debt borrowings of $90.0 million. Dividends paid on common shares for the quarter were $29.5 million (Cdn$0.375 per common share***). The cost associated with the repurchase of common shares under the NCIB program during the quarter was $22.5 million.

During the third quarter of 2023, production of 54,573 boe/d (consisting of 8,837 bbls/d light crude oil and medium crude oil, 44,779 bbls/d of heavy crude oil and 5,742 mcf/d of conventional natural gas) was higher than the previous quarter ended June 30, 2023. Revenue and funds flow provided by operations were higher than the previous quarter due to an increase in realized prices. The decrease in working capital to a deficit of $57.5 million* from a deficit of $3.0 million* at June 30, 2023 is primarily a result of increased capital expenditures on resumption of full operations in the Northern Llanos basin, as well as the Company's common share repurchases under the NCIB and the Colombian income tax payables being settled in the third quarter of 2023. Dividends paid on common shares for the quarter were $29.2 million (Cdn$0.375 per common share***). The repurchase of common shares under the NCIB during the quarter for a total cost of $24.3 million.

During the second quarter of 2023, production of 54,120 boe/d (consisting of 7,982 bbls/d light crude oil and medium crude oil, 45,644 bbls/d of heavy crude oil and 2,964 mcf/d of conventional natural gas) was higher than the previous quarter ended March 31, 2023. Revenue and funds flow provided by operations were lower than the previous quarter due to a decrease in realized prices. The decrease in working capital to a deficit of $3.0 million* from $29.7 million* surplus at March 31, 2023 is primarily a result from inventory build due to the suspension of operations in the Northern Llanos basin, as well as the Company's common share repurchases under the NCIB and the purchase of additional long lead capital inventory items and the Colombian income tax payables being settled in the first half of 2023. Dividends paid on common shares for the quarter were $30.1 million (Cdn$0.375 per common share***). Purchases of long-lead inventory for capital projects were $20.9 million for the quarter. The repurchase of common shares under the NCIB during the quarter was $25.5 million.

During the first quarter of 2023, production of 51,332 boe/d (consisting of 7,115 bbls/d light crude oil and medium crude oil, 43,435 bbls/d of heavy crude oil and 4,692 mcf/d of conventional natural gas) was lower than the previous quarter ended December 31, 2022. Revenue was lower than the previous quarter due to a decrease in realized prices. Funds flow provided by operations were higher than the previous quarter as the fourth quarter of 2022 included approximately $100.0 million* ($0.92 per share basic**) related to increased current tax expense as a result of a voluntary internal corporate restructuring. Working capital decreased to $29.7 million* from $85.0 million* at December 31, 2022 primarily from inventory build due to the suspension of operations in the Northern Llanos basin. Dividends paid on common shares for the quarter were $29.8 million (Cdn$0.375 per common share***). Purchases of long-lead inventory for capital projects were $19.8 million for the quarter. The repurchase of common shares under the NCIB during the quarter was $32.9 million.

During the fourth quarter of 2022, production of 54,257 boe/d (consisting of 10,511 bbls/d light crude oil and medium crude oil, 42,746 bbls/d of heavy crude oil and 6,000 mcf/d of conventional natural gas) increased by 6% from the previous quarter ended September 30, 2022. Revenue and funds flow provided by operations were lower than the previous quarter due to a decrease in realized prices and the voluntary restructuring completed in the fourth quarter of 2022. For the three months ended December 31, 2023 funds flow provided by operations includes approximately $100 million* ($0.92 per share basic**) related to increased current tax expense as a result of a voluntary internal corporate restructuring. Working capital decreased to $85.0 million* from $229.8 million* at September 30, 2022. Dividends paid on common shares for the quarter were $20.1 million (Cdn$0.250 per common share***). Purchases of long-lead inventory for capital projects were $56.4 million for the quarter.

Please refer to "Financial and Operating Results" for detailed discussions on variations during the comparative quarters and to Parex's previously issued annual and interim MD&As for further information regarding changes in prior quarters.

* Capital Management Measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
** Non-GAAP ratio". See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
*** Supplementary Financial measure". See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Fourth Quarter Results

Consolidated Statements of Comprehensive Income for the three months ended December 31, 2023 and 2022:

($000s) For the three month period ended December 31,		2023		2022
Oil and natural gas sales	**$**	**373,643**	$	376,347
Royalties		**(63,695)**		(64,445)
Revenue		**309,948**		311,902
Expenses				
Production		**71,833**		35,740
Transportation		**18,621**		17,629
Purchased oil		**498**		2,207
General and administrative		**15,656**		13,859
Impairment of property, plant and equipment assets		**59,682**		—
Impairment of exploration and evaluation assets		**25,648**		26,494
Equity settled share-based compensation expense		**264**		309
Cash settled share-based compensation expense		**7,410**		4,792
Depletion, depreciation and amortization		**57,833**		44,167
Foreign exchange (gain)		**(317)**		(2,732)
		257,128		142,465
Finance (income)		**(2,274)**		(4,724)
Finance expense		**3,240**		1,542
Net finance expense (income)		**966**		(3,182)
Income before income taxes		**51,854**		172,619
Income tax (recovery)				
Current tax expense		**8,855**		163,107
Deferred tax (recovery)		**(90,784)**		(240,446)
		(81,929)		(77,339)
Net income and comprehensive income for the period	**$**	**133,783**	$	249,958

Liquidity and Capital Resources

As at December 31, 2023 the Company had a working capital surplus of $79.0 million* as compared to working capital surplus of $85.0 million* at December 31, 2022. At December 31, 2023 working capital was supplemented by the Company's secured credit facility that had $90.0 million (December 31, 2022 - $nil) drawn due to the timing of vendor payments and oil sale collections in the days before December 31, 2023.

Compared to December 31, 2022, working capital increased by the $90.0 million received under the credit facility which was offset by the decrease in working capital primarily resulting from inventory build due to the suspension of operations in the Northern Llanos basin, as well as the Company's NCIB repurchases, the purchase of additional long lead capital inventory items and Colombian income tax payables being settled in 2023.

The credit facility has a current borrowing base of $200.0 million, which is subject to a borrowing base redetermination to be completed by the end of May 2024 and matures on May 21, 2025. As at December 31, 2023 Parex held $140.4 million of cash compared to $34.5 million on September 30, 2023 and $419.0 million on December 31, 2022. The Company’s cash balances reside primarily in current accounts with chartered financial institutions, the majority of which are held on account in Canada, Switzerland and Colombia in USD.

Parex expects working capital to build throughout 2024, with forecast production growth, declining capital expenditures and inventory deployment, subject to commodity prices remaining in line with the fourth quarter of 2023. Parex expects to draw on the credit facility at various times throughout 2024 to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections.

Parex's senior secured credit facility with a syndicate of banks has a current borrowing base of $200.0 million. Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1, and other standard business operating covenants. There is a $90.0 million balance drawn on the facility as at December 31, 2023. The Company is in compliance with all covenants. The next annual review is scheduled to occur in May 2024. The next re-determination of the credit facility is not expected to impact the Company's current or future operations or reduce the 2024 outlook or change the Company's guidance.

Refer to note 26 - Commitments and Contingencies of the audited consolidated financial statements for a description of the performance guarantee facility with Export Development Canada as well as the unsecured letters of credit.

* Capital Management Measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Outstanding Share Data

Parex is authorized to issue an unlimited number of voting common shares without nominal or par value. As at December 31, 2023 the Company had 103,811,718 common shares outstanding compared to 109,112,290 at December 31, 2022, a decrease of 5%. At February 29, 2024 the common shares outstanding has been reduced to 103,313,986 due to the Company's 2023 NCIB.

The Company has a stock option plan that provides for the issuance of stock options to the Company's officers, executives and certain employees to acquire common shares issued from treasury.

As at February 29, 2024 Parex had the following securities outstanding:

	Number	%
Common shares	103,313,986	99
Stock options	665,745	1
	103,979,731	100

As of the date of this MD&A, total stock options outstanding represent approximately 1% of the total issued and outstanding common shares.

Contractual Obligations, Commitments and Guarantees

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will affect the Company's future operations and liquidity. These commitments primarily relate to exploration work commitments including seismic and drilling activities. The Company has discretion regarding the timing of capital spending for exploration work commitments, provided that the work is completed by the end of the exploration periods specified in the contracts or the Company can negotiate extensions of the exploration periods. The Company's exploration commitments are described in the Company's AIF under "Description of Business - Principal Properties". These obligations and commitments are considered in assessing cash requirements in the discussion of future liquidity.

In Colombia, the Company has provided guarantees to the ANH in the amount of $141.0 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $129.1 million) to support the exploration work commitments on its blocks. The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms. Export Development Canada has provided performance security guarantees under the Company's $150.0 million (December 31, 2022 - $150.0 million) performance guarantee facility to support approximately $8.0 million of the letters of credit (December 31, 2022 - $9.4 million) issued on behalf of Parex. The letters of credit issued to the ANH are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks. At December 31, 2023, there were an additional $133.0 million letters of credit (December 31, 2022 - $119.7 million) that were provided by select Latin American banks on an unsecured basis.

At December 31, 2023, the total lease obligation was $6.5 million (December 31, 2022 - $6.8 million) of which $5.7 million (December 31, 2022 - $6.1 million) is classified as long-term in accordance with the lease term.

The following table summarizes the Company's estimated undiscounted commitments as at December 31, 2023:

($000s)	**Total**	**<1 year**	**1 – 3 years**	**3 – 5 years**	**>5 years**
Exploration	$ 458,069	$ 21,530	$ 271,549	$ 164,990	$ —
Office and accommodations[(1)]	6,789	1,073	2,866	1,618	1,232
Decommissioning and Environmental Obligations	234,830	6,000	—	—	228,830
Total	**$ 699,688**	**$ 28,603**	**$ 274,415**	**$ 166,608**	**$ 230,062**

(1) Includes minimum lease payment obligations associated with leases for office space and accommodations.

Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2021	$ 36,730	$ 18,224	$ 54,954
Additions	5,330	3,266	8,596
Settlements of obligations during the year	(2,871)	(822)	(3,693)
Loss on settlement of obligations	532	—	532
Accretion expense	3,663	2,144	5,807
Change in estimate - inflation and discount rates	(12,504)	(5,233)	(17,737)
Change in estimate - costs	13,733	162	13,895
Foreign exchange (gain)	(5,795)	(3,267)	(9,062)
Balance, December 31, 2022	$ 38,818	$ 14,474	$ 53,292
Additions	9,676	1,379	11,055
Settlements of obligations during the year	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Loss on settlement of obligations	199	—	199
Accretion expense	6,098	2,603	8,701
Change in estimate - inflation and discount rates	17,592	2,316	19,908
Change in estimate - costs	(1,331)	2,382	1,051
Foreign exchange loss	3,581	4,750	8,331
Balance, December 31, 2023	**71,523**	**24,209**	**95,732**
Current obligation	(3,000)	(3,000)	(6,000)
Long-term obligation	**$ 68,523**	**$ 21,209**	**$ 89,732**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2023, with the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $201.4 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $147.6 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 9.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2022 - 14% risk-free discount rate and a 3.5% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2023 and 2022 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $3.0 million (December 31, 2022 - $5.5 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $33.4 million as at December 31, 2023 (December 31, 2022 - $19.5 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 9.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2022 - 14% risk-free discount rate and a 3.5% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2023 and 2022 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $3.0 million (December 31, 2022 - $1.2 million) that is classified as a current obligation.

Decommissioning and environmental liabilities are considered critical accounting estimates. There are significant uncertainties related to decommissioning and environmental expenditures and the impact on the financial statements could be material. The eventual timing of and costs for these expenditures could differ from current estimates. The main factors that can cause expected estimated cash flows in respect of decommissioning and environmental liabilities to change are:

- changes in laws, legislation and regulations;
- construction of new facilities;
- change in commodity price;
- change in the estimate of oil reserves and the resulting amendment to the life of reserves;
- changes in technology; and
- execution of decommissioning and environmental liabilities.

Subsequent Event

On January 22, 2024, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 10,198,838 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2025. The Company also entered into an automatic share purchase plan with a broker to facilitate repurchases of Common Shares pursuant to the Company's NCIB. Under the Company's automatic share purchase plan, the Company's broker may repurchase Common Shares under the NCIB during the Company's self-imposed blackout periods. The Company has repurchased approximately 0.5 million shares to date in 2024 at an average price of Cdn$21.88 per share, for total consideration of Cdn$11.8 million under the current normal course issuer bid.

Advisory on Forward-Looking Statements

Certain information regarding Parex set forth in this MD&A, including assessments by the Company's management of the Company's plans and future operations, contains forward-looking statements that involve substantial known and unknown risks and uncertainties. The use of any of the words "plan", "expect", "forecast", "project", "intend", "believe", "anticipate", "estimate" or other similar words, or statements that certain events or conditions "may" or "will" occur are intended to identify forward-looking statements. Such statements represent the Company's internal projections, estimates or beliefs concerning, among other things, future growth, results of operations, production, future capital and other expenditures (including the amount, nature and sources of funding thereof), competitive advantages, plans for and results of drilling activity, environmental matters, business prospects and opportunities. These statements are only predictions and actual events or results may differ materially. Although the Company's management believes that the expectations reflected in the forward-looking statements are reasonable, it cannot guarantee future results, levels of activity, performance or achievement since such expectations are inherently subject to significant business, economic, competitive, political and social uncertainties and contingencies. Many factors could cause the Company's actual results to differ materially from those expressed or implied in any forward-looking statements made by, or on behalf of, Parex. In particular, forward-looking statements contained in this MD&A include, but are not limited to, statements with respect to:

- the Company's operational strategy, plans, priorities and focus;
- Parex's expectation to provide a significant return of capital through dividends, including its regular quarterly dividend, and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide an appealing total shareholder return;
- Parex's expectations as to debt levels, commodity risk management and other hedging activities;
- Parex's expectation regarding increased future production costs;
- Parex's 2024 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures; funds flow provided by operations, free funds flow and annual average production;
- the anticipated benefits to be derived from the Company's voluntary, internal corporate entity restructuring;
- Parex's expectation that crude oil inventory in future periods will be in line with normal historic levels;
- Parex's plans to relinquish certain blocks;
- the terms of the Company's credit facility including the timing of the next annual review and borrowing base redetermination;
- the Company's expectation that the next redetermination of its credit facility will not impact its current or future operations or reduce its 2024 outlook or change the Company's guidance;
- the Company's plan to draw on the credit facility through 2024;
- the Company's expectation that only the grants under the Company's stock option plan will result in common shares issued from treasury;
- estimated amounts, timing and the anticipated sources of funding for the Company's exploration, capital expenditure programs, office and accommodations, environmental, decommissioning and restoration obligations;
- the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement;
- Parex's plans to reduce operational Scope 1 and 2 GHG emissions and the anticipated timing thereof;
- Parex's ESG targets of eliminating flaring and reducing operational emissions;
- Parex's goal of maintaining its target representation of women on the Board;
- the Company's expectations regarding the impacts to its per boe and G&A expense caused by appreciation and depreciation of the COP;
- foreign currency risk and the ability to reverse unrealized foreign exchange gains and losses in the future;
- the Company's risk management strategy and the fluctuation of earnings based on strip prices;
- the Company's estimated effective tax rate for 2024;
- the anticipated timing of the appeal at the Constitutional Court of Colombia regarding the deduction of royalties from taxable income and the anticipated results thereof;
- Parex's expectations that it will draw on its long-lead material and equipment inventory through the next six to nine months;
- anticipated growth in Parex's working capital and production and decline of capital expenditures and inventory deployment in 2024;
- terms of certain of Parex's contractual obligations;
- Parex's plan to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of its operations;

- Parex's expectations that peace negotiations will further institutional strengthening and development in Colombia;
- Parex's expectations that it will be successful in attracting and retaining qualified successors to its Chief Executive Officer and other senior officers in the event of departure; and
- the statements set forth under "Accounting Policies and Estimates" in this MD&A.

These forward-looking statements are subject to numerous risks and uncertainties, including but not limited to: the impact of general economic conditions in Canada and Colombia; determination by Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") and other country as to production levels; industry conditions including changes in laws and regulations including adoption of new environmental laws and regulations, and changes in how they are interpreted and enforced in Canada and Colombia; continued volatility and fluctuations in market prices for oil; the impact of significant declines in market prices for oil; competition; lack of availability of qualified personnel; the results of exploration and development drilling and related activities; partner approval of capital work programs and other matters requiring approval; imprecision in reserve, resource and revenue estimates; incorrect forecasts of the production and growth potential of Parex's assets; obtaining required approvals of regulatory authorities in Canada and Colombia; risks associated with negotiating with foreign governments as well as country risk associated with conducting international activities; fluctuations in foreign exchange or interest rates; environmental risks; changes in income tax laws or changes in tax laws and incentive programs relating to the oil and natural gas industry; ability to access sufficient capital from internal and external sources; risk that the Company will not be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; risk of failure to achieve the anticipated benefits associated with acquisitions; risk of failure to achieve the perceived benefits from the voluntary corporate restructuring when anticipated, or at all; failure of counterparties to perform under the terms of their contracts; changes to pipeline capacity; the risk that Parex's evaluation of its existing portfolio of development and exploration opportunities may not be consistent with its expectations; failure to meet expected production targets; the risk that Parex may not have sufficient financial resources in the future to pay a divided; the risk that the Board may not declare dividends in the future and that there may not be base dividend growth or that Parex's dividend policy changes; the risk that Parex's risk management strategy may not be an effective means of managing and forecasting cash flow; the risk that anticipated capital expenditures, growth in production and production per share may be different than anticipated; the risk that the Company may not meet its ESG targets of eliminating flaring and reducing emissions; the risk that the Company's capital and operating expenditures relating to the protection of the environment may be greater than anticipated; the risk that the Company's environmental strategies may not be successful and that the Company may not remain in material compliance with environmental protection legislation; the risk that Parex's long-lead material and equipment inventory may not be put into use with the capital program; the risk that the impacts of community unrest on the Company may be greater than anticipated; the risk that Parex may not be successful in attracting and retaining qualified successors to its Chief Executive Officer and other senior officers in the event of departure; the risk that the appeal at the Constitutional Court of Colombia may not occur when anticipated and that the result may adversely affect the Company; the risk that the Company's inventory deployment in 2024 may be greater than anticipated; the risks discussed under "Risk Factors" and under "Decommissioning and Environmental Liabilities" in this MD&A; and other factors, many of which are beyond the control of the Company. Readers are cautioned that the foregoing list of factors is not exhaustive. Additional information on these and other factors that could affect the Company's operations and financial results are included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities and may be accessed through the SEDAR+ website (www.sedarplus.ca).

Although the forward-looking statements contained in this MD&A are based upon assumptions which management believes to be reasonable, the Company cannot assure investors that actual results will be consistent with these forward-looking statements. With respect to forward-looking statements contained in this MD&A, Parex has made assumptions regarding, among other things: current and future commodity prices and royalty regimes; availability of skilled labour; timing and amount of capital expenditures; access to areas of the Company's operations and infrastructure in light of the impact of community unrest on the Company's operations; future exchange rates; the price of oil; the impact of increasing competition; conditions in general economic and financial markets; availability of drilling and related equipment; effects of regulation by governmental agencies and environmental legislation on the Company's operations; recoverability of reserves and future production rates; timing and number of dry hole write-offs permitted for Colombian tax purposes; the anticipated benefits from the voluntary corporate restructuring; royalty rates; future operating costs; foreign exchange rates; the status of litigation; timing of drilling and completion of wells; that the Company will have sufficient cash flow, debt or equity sources or other financial resources required to fund its capital and operating expenditures and requirements as needed; that the Company's conduct and results of operations will be consistent with its expectations; that the Company will have the ability to develop the Company's oil and gas properties in the manner currently contemplated; current or, where applicable, proposed industry conditions, laws and regulations will continue in effect or as anticipated as described herein; that the estimates of the Company's reserves volumes and the assumptions related thereto (including commodity prices and development costs) are accurate in all material respects; that the Company will be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; on-stream timing of production from successful exploration wells; operational performance of non-operated producing fields; pipeline capacity; that Parex will have sufficient financial resources in the future to pay a dividend; that the Board will declare dividends in the future; that Parex will have sufficient financial resources to repurchase shares under its NCIB; that strip prices will remain unchanged; and other matters. The ability of the Company to carry out its business plan is primarily dependent upon the continued support of its shareholders, the discovery of economically recoverable reserves and the ability of the Company to obtain financing or generate sufficient cash flow to develop such reserves.

Forward-looking statements and other information contained in this MD&A concerning the oil and natural gas industry in the countries in which it operates and the Company's general expectations concerning this industry are based on estimates prepared by Management using data from publicly available industry sources as well as from resource reports, market research and industry analysis and on assumptions based on data and knowledge of this industry which the Company believes to be reasonable. However, this data is inherently imprecise, although generally indicative of relative market positions, market shares and performance characteristics. While the Company is not aware of any material misstatements regarding any industry data presented herein, the oil and natural gas industry involves numerous risks and uncertainties and is subject to change based on various factors.

Management has included forward looking information and the above summary of assumptions and risks related to forward-looking information in this MD&A in order to provide shareholders with a more complete perspective on the Company's current and future operations and such information may not be appropriate for other purposes. The Company's actual results, performance or achievement could differ materially from those expressed in, or implied by, these forward-looking statements and, accordingly, no assurance can be given that any of the events anticipated by the forward-looking statements will transpire or occur, or if any of them do, what benefits Parex will derive there from. These forward-looking statements are made as of the date of this MD&A and Parex disclaims any intent or obligation to update publicly any forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or results or otherwise, other than as required by applicable securities laws.

This MD&A contains information that may be considered a financial outlook under applicable securities laws about the Company's potential financial position, including, but not limited to: Parex's 2024 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures, funds flow provided by operations, and free funds flow; estimated amounts and the anticipated sources of funding for the Company's exploration, office and accommodations, environmental, decommissioning and restoration obligations; the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability costs and the internal resources available to the Company at the time of settlement; and the Company's estimated effective tax rate for 2024; all of which are subject to numerous assumptions, risk factors, limitations and qualifications, including those set forth in the above paragraphs. The actual results of operations of the Company and the resulting financial results will vary from the amounts set forth in this MD&A and such variations may be material. This information has been provided for illustration only and with respect to future periods are based on budgets and forecasts that are speculative and are subject to a variety of contingencies and may not be appropriate for other purposes. Accordingly, these estimates are not to be relied upon as indicative of future results. Except as required by applicable securities laws, the Company undertakes no obligation to update such financial outlook. The financial outlook contained in this MD&A was made as of the date of this MD&A and was provided for the purpose of providing further information about the Company's potential future business operations. Readers are cautioned that the financial outlook contained in this MD&A is not conclusive and is subject to change.

Distribution Advisory

The Company's future shareholder distributions, including but not limited to the payment of dividends and the acquisition by the Company of its shares pursuant to its NCIB, if any, and the level thereof is uncertain. Any decision to pay further dividends on the common shares (including the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date in connection therewith and any special dividends) or acquire shares of the Company will be subject to the discretion of the Board of Directors of Parex and may depend on a variety of factors, including, without limitation the Company's business performance, financial condition, financial requirements, growth plans, expected capital requirements and other conditions existing at such future time including, without limitation, contractual restrictions and satisfaction of the solvency tests imposed on the Company under applicable corporate law. Further, the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date of any dividend are subject to the discretion of the Board. There can be no assurance that the Company will pay dividends or repurchase any shares of the Company in the future.

Oil & Gas Matters Advisory

This report contains a number of oil and gas metrics, including operating netbacks and FFO netbacks. These oil and gas metrics have been prepared by management and do not have standardized meanings or standard methods of calculation and therefore such measures may not be comparable to similar measures used by other companies and should not be used to make comparisons. Such metrics have been included herein to provide readers with additional measures to evaluate the Company's performance; however, such measures are not reliable indicators of the future performance of the Company and future performance may not compare to the performance in previous periods and therefore such metrics should not be unduly relied upon. Management uses these oil and gas metrics for its own performance measurements and to provide security holders with measures to compare the Company's operations over time. Readers are cautioned that the information provided by these metrics, or that can be derived from the metrics presented in this report, should not be relied upon for investment or other purposes. The term "Boe" means a barrel of oil equivalent on the basis of 6 thousand cubic feet ("Mcf") of natural gas to 1 bbl. Boe may be misleading, particularly if used in isolation. A boe conversion ratio of 6 Mcf:1 Bbl is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead. Given the value ratio based on the current price of crude oil as compared to natural gas is significantly different from the energy equivalency of 6 Mcf:1Bbl, utilizing a conversion ratio at 6 Mcf:1 Bbl may be misleading as an indication of value.

Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory

This MD&A uses various "non-GAAP financial measures", "non-GAAP ratios", "supplementary financial measures" and "capital management measures" (as such terms are defined in NI 52-112), which are described in further detail below. Such measures are not standardized financial measures under IFRS and might not be comparable to similar financial measures disclosed by other issuers. Investors are cautioned that non-GAAP financial measures should not be construed as alternatives to or more meaningful than the most directly comparable GAAP measures as indicators of Parex's performance.

These measures facilitate management's comparisons to the Company's historical operating results in assessing its results and strategic and operational decision-making and may be used by financial analysts and others in the oil and natural gas industry to evaluate the Company's performance. Further, management believes that such financial measures are useful supplemental information to analyze operating performance and provide an indication of the results generated by the Company's principal business activities.

Set forth below is a description of the non-GAAP financial measures, non-GAAP ratios, supplementary financial measures and capital management measures used in this MD&A.

Non-GAAP Financial Measures

Capital expenditures, *is a non-GAAP financial measure which the Company uses to describe its capital costs associated with oil and gas expenditures. The measure considers both property, plant and equipment expenditures and exploration and evaluation asset expenditures which are items in the Company's statement of cash flows for the period.*

	For the three months ended December 31,			For the year ended December 31,		
($000s)	**2023**	2022		**2023**	2022	2021
Property, plant and equipment expenditures	**$ 50,753**	$ 111,512		**$ 310,933**	$ 389,979	$ 212,153
Exploration and evaluation expenditures	**40,666**	36,234		**172,410**	122,273	60,081
Capital expenditures	**$ 91,419**	$ 147,746		**$ 483,343**	$ 512,252	$ 272,234

	For the three months ended					
($000s)	September 2023	June 2023	March 2023	September 2022	June 2022	March 2022
Property, plant and equipment expenditures	$ 93,957	$ 82,999	$ 83,224	$ 101,253	$ 93,346	$ 83,868
Exploration and evaluation expenditures	62,790	38,310	30,644	26,100	32,894	27,045
Capital expenditures	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868	$ 127,353	$ 126,240	$ 110,913

Free funds flow, *is a non-GAAP financial measure that is determined by funds flow provided by operations less capital expenditures. The Company considers free funds flow or free cash flow to be a key measure as it demonstrates Parex's ability to fund returns of capital, such as the NCIB or dividends, without accessing outside funds and is calculated as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Cash provided by operating activities	**$ 194,242**	$ 297,569	**$ 376,471**	$ 983,602	$ 534,301
Net change in non-cash working capital	**(865)**	(212,375)	**291,311**	(258,712)	43,244
Funds flow provided by operations	**193,377**	85,194	**667,782**	724,890	577,545
Capital expenditures	**91,419**	147,746	**483,343**	512,252	272,234
Free funds flow	**$ 101,958**	$ (62,552)	**$ 184,439**	$ 212,638	$ 305,311

EBITDA, *is a non-GAAP financial measure that is defined as net income adjusted for finance income and expenses, income tax expense (recovery) and depletion, depreciation and amortization.*

Adjusted EBITDA, *is a non-GAAP financial measure defined as EBITDA adjusted for non-cash impairment charges, unrealized foreign exchange gains (losses), unrealized gains (losses) on risk management contracts and share-based compensation expense.*

The Company considers EBITDA and Adjusted EBITDA to be key measures as they demonstrates Parex's profitability before finance income and expenses, taxes, depletion, depreciation and amortization and other non-cash items. A reconciliation from net income to EBITDA and Adjusted EBITDA is as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Net income	**$ 133,783**	$ 249,958	**$ 459,309**	$ 611,368	$ 303,105
Adjustments to reconcile net income to EBITDA:					
Finance income	**(2,274)**	(4,724)	**(14,520)**	(9,015)	(1,608)
Finance expense	**3,240**	1,542	**16,416**	9,708	9,677
Income tax (recovery) expense	**(81,929)**	(77,339)	**(5,070)**	191,798	200,710
Depletion, depreciation and amortization	**57,833**	44,167	**194,229**	149,351	121,396
EBITDA	**$ 110,653**	$ 213,604	**$ 650,364**	$ 953,210	$ 633,280
Non-cash impairment charges	**85,330**	26,494	**142,540**	103,394	27,000
Share-based compensation expense	**7,674**	5,101	**30,364**	19,128	27,682
Unrealized foreign exchange (gain) loss	**(2,312)**	(562)	**(6,453)**	(9,692)	1,215
Adjusted EBITDA	**$ 201,345**	$ 244,637	**$ 816,815**	$ 1,066,040	$ 689,177

Operating netback, *is a non-GAAP financial measure that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback as oil and natural gas sales from production less royalties, operating, and transportation expense. Refer to "Financial and Operational Results – Consolidated Results of Operations" for the calculation of operating netback.*

Non-GAAP Financial Ratios

Operating netback per boe, *is a non-GAAP financial ratio that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback per boe as operating netback divided by the total equivalent sales volume including purchased oil volumes for oil and natural gas sales price and transportation expense per boe and by the total equivalent sales volume excluding purchased oil volumes for royalties and operating expense per boe.*

Funds flow provided by operations netback*, is a non-GAAP ratio that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash working capital, divided by produced oil and natural gas sales volumes. The Company considers funds flow provided by operations netback to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to current commodity prices.*

Basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share, *is calculated by dividing funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted funds flow provided by operations per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted funds flow provided by operations per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding.*

Capital Management Measures

Funds flow provided by operations, *is a capital management measure that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash working capital. The Company considers funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs. A reconciliation from cash provided by (used in) operating activities to funds flow provided by operations is as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Cash provided by operating activities	**$ 194,242**	$ 297,569	**$ 376,471**	$ 983,602	$ 534,301
Net change in non-cash working capital	**(865)**	(212,375)	**291,311**	(258,712)	43,244
Funds flow provided by operations	**$ 193,377**	$ 85,194	**$ 667,782**	$ 724,890	$ 577,545

	For the three months ended					
($000s)	September 2023	June 2023	March 2023	September 2022	June 2022	March 2022
Cash provided by (used in) operating activities	$ 87,568	$ (36,612)	$ 131,273	$ 250,643	$ 244,783	$ 190,607
Net change in non-cash working capital	70,271	191,454	30,451	(44,231)	(16,987)	14,881
Funds flow provided by operations	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724	$ 206,412	$ 227,796	$ 205,488

Working capital surplus (deficit), *is a capital management measure which the Company uses to describe its liquidity position and its ability to meet its short term liabilities. Working capital surplus (deficit) is defined as current assets less current liabilities:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Current assets	**$ 337,175**	$ 593,602	**$ 337,175**	$ 593,602	$ 574,038
Current liabilities	**258,148**	508,614	**258,148**	508,614	248,258
Working capital surplus	**$ 79,027**	$ 84,988	**$ 79,027**	$ 84,988	$ 325,780

	For the three months ended					
($000s)	September 2023	June 2023	March 2023	September 2022	June 2022	March 2022
Current assets	$ 240,559	$ 322,146	$ 528,744	$ 613,900	$ 695,053	$ 626,916
Current liabilities	298,070	325,103	499,082	384,137	383,557	340,232
Working capital (deficit) surplus	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662	$ 229,763	$ 311,496	$ 286,684

Supplementary Financial Measures

"DD&A expense per boe" is comprised of DD&A expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Dividends paid per share" is comprised of dividends declared, as determined in accordance with IFRS, divided by the number of shares outstanding at the dividend record date.

"Effective current tax rate as a per cent of funds flow provided by operations before tax" is comprised of current income tax expense, as determined in accordance with IFRS, divided by funds flow provided by operations before tax.

"G&A expense per boe" is comprised of net G&A expense after recoveries and capitalization, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Net revenue per boe" is comprised of net revenue, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and includes purchased oil volumes.

"Oil and natural gas sales price per boe" is comprised of total commodity sales from oil and natural gas production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil and natural gas sales volumes including purchased.

"Price differential and transportation expense per bbl" is comprised of realized oil sales price per bbl, as defined herein, less Brent crude price to calculate the price differential, plus transportation expense per bbl as defined herein.

"Production expense per boe" is comprised of production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased.

"Production per share growth" is comprised of the Company's total oil and natural gas production volumes divided by the weighted average number of basic shares outstanding, whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. Growth is determined in comparison to the comparative year.

"Realized oil sales price per bbl" is comprised of total oil sales, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased.

"Realized natural gas price per Mcf" is comprised of natural gas commodity sales from production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's natural gas sales volumes.

"Return of capital as a percentage of total funds flow provided by operations" is comprised of dividends declared and shares repurchased during the period, divided by funds flow provided by operations.

"Royalties per boe" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased volumes.

"Royalties as a percentage of sales" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales from production, excluding purchased oil volumes, as determined in accordance with IFRS.

"Transportation expense per bbl" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased.

"Transportation expense per boe" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volumes including purchased.

Environmental Initiatives Impacting Parex

In Colombia there is currently a nascent regulation that obliges companies to specifically monitor and report greenhouse gas ("GHG") emissions. Although at the present time there is no enforceable regulation related to climate change or GHG emissions in Colombia, Parex has a plan in place to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of Parex's operations. Climate change regulation has the potential to significantly affect the regulatory environment of the crude oil and natural gas industry in Colombia. Such regulations impose certain costs and risks on the industry, and there remains some uncertainty with regard to the impact of climate change and environmental laws and regulations on Parex, as Parex is unable to predict additional legislation or amendments that the Colombian government may enact in the future. Any new laws and regulations, or additional requirements to existing laws and regulations, could have a material impact on the Company's operations and cash flow.

As of December 31, 2022, Colombia has ratified the Regional Agreement on Access to Information, Public Participation and Justice in Environmental Matters in Latin America and the Caribbean (the "Escazu Agreement"). The Company cannot predict with any certainty at this time the impacts to the Company that implementation of the Escazu Agreement may entail, as no details are yet available regarding the ways in which implementation will be carried out for the countries that have ratified it. However, it is anticipated that the Escazu Agreement will increase the participation of communities and the demand for access to information, which could affect the processes for obtaining environmental licenses, permits and authorizations applicable to the Company, may result in the incurrence of additional unanticipated costs, and could create friction with the communities, among other risks.

Business Environment and Risks

Parex is exposed to a number of risks through the pursuit of its strategic objectives. Some of these risks impact the oil and gas industry as a whole and others are unique to the Company's operations. The impact of any risk or a combination of risks may adversely affect, among other things, Parex's business, reputation, financial condition, results of operations and cash flows, which may reduce or restrict its ability to pursue its strategic priorities, respond to changes in the operating environment, and fulfill commitments and obligations, and may materially affect the market price of the Company's securities.

The Enterprise Risk Management ("ERM") program drives the identification, measurement, prioritization, and management of risk across Parex. In addition, Parex continuously monitors its risk profile.

Risk Governance

The Company's ERM program, approved by the Board of Directors, outlines the Company's risk management principles and expectations, as well as the roles and responsibilities of all staff. The ERM program includes a Risk Management Framework and Risk Assessment Tools, including a Risk Matrix. The Risk Management Framework contains the key attributes recommended by the International Standards Organization ("ISO") in its ISO 31000 – Risk Management Guidelines (2017). The results of the ERM program are documented in a semi-annual summary presented to the Board of Directors as well as through regular updates.

Risk Factors

Colombia

Parex's indirect Colombian entities have various working interests in numerous exploration blocks in the Llanos basin, as well as the Upper Magdalena, Middle Magdalena and Lower Magdalena basins. Further, all of Parex's oil and gas reserves and production is in Colombia. The contracts have exploration commitments and in some cases a portion of the commitments are guaranteed by issued letters of credit. Therefore, Parex will be subject to additional risks associated with international operations in Colombia.

Social Disruptions and Instability

The oil and natural gas exploration, development and operating activities conducted by Parex may, at times, be subject to disruption. Parex operates in Colombia. In Colombia companies operating in the oil and gas industry have experienced interruptions to their operations and production curtailments as a result of social instability and labour disruptions.

Parex has experienced and continues to experience interruptions to operations as a result of social instability. Refer to the "Guerrilla Activity" in Colombia section below for a description of these events. The Company cannot provide assurances that this type of social instability or labour disruption will not be experienced in future. The potential impact of future social instability, labour disruptions and any lack of public order may have on the oil and gas industry in Colombia, and on the Company's operations in particular, is not known at this time. This uncertainty may affect operations in unpredictable ways, including disruptions of fuel supplies and markets, ability to move equipment such as drilling rigs from site to site, or disruption of infrastructure facilities, including pipelines, production facilities, public roads, and off-loading stations, which could be targets or experience collateral damage as a result of social instability, labour disputes or protests. Parex may suffer loss of production, or be required to incur significant costs in the future to safeguard its assets against such activities, incur standby charges on stranded or idled equipment or to remediate potential damage to the Company's facilities. There can be no assurance that Parex will be successful in protecting itself against these risks and the related financial consequences. Further, these risks may not in any part be insurable in the event the Company does suffer damage.

Guerrilla Activity in Colombia

A 50-year armed conflict between government forces and anti-government insurgent groups and illegal paramilitary groups, both thought to be funded by the drug trade, continues in Colombia. Insurgents continue to attack civilians and violent guerrilla activity continues in certain parts of the country. Regions that border Venezuela and Ecuador have historically been areas of high security risk and there continues to be guerrilla activity.

On September 26, 2016, the Colombian government and the Revolutionary Armed Forces of Colombia ("FARC") signed a peace agreement (the "Peace Agreement") and, on November 30, 2016, the Peace Agreement was ratified by the Colombian government. Pursuant to the Peace Agreement, the FARC agreed to demobilize its troops and urban militia members and hand over its weapons to a United Nations mission within 180 days. The FARC then became a legal political party. Under the Peace Agreement, the FARC was guaranteed at least five seats in the Senate and another five seats in the House of Representatives in the 2018 congressional elections. Despite of these efforts, in August 2019 some former leaders of this group left the process and announced the resumption of hostilities.

On December 31, 2022, President Gustavo Petro announced a bilateral ceasefire, starting on January 1, 2023 until June 30, 2023, initially with five illegal armed organizations: ELN, Segunda Marquetalia, Estado Mayor Central, Autodefensas Gaitanistas de Colombia (AGC) and the Sierra Nevada illegal group. During 2023, the Colombian government has also took part in peace negotiations with the Ejército de Liberación Nacional ("ELN") and announced the start of a peace process with the FARC dissidents, who did not align to the peace agreement signed in 2016. At this time no agreement has been reached with either groups.

The peace negotiations are intended to bring further institutional strengthening and development, particularly to rural regions. The Colombian government's biggest challenge is perceived to be ensuring that the negotiations lead to a long-lasting peace and that demobilized members of the FARC and ELN rejoin civilian life, rather than regrouping in criminal bands.

Continuing attempts to reduce or prevent guerrilla activity may not be successful and guerrilla activity may disrupt Parex Resources Colombia Ltd.'s ("Parex Colombia") operations in the future as it has in prior periods. The Company may not be able to establish or maintain the safety of its operations and personnel in Colombia and this violence may affect its operations in the future. Continued or heightened security concerns in Colombia could also result in a significant loss to Parex and/or costs exceeding current expectations.

Set forth below are a series of events that have impacted Parex's operations:
There were a series of protests across Colombia during May 2021 and again in spring 2022 which resulted in transportation blockades that restricted the production and marketing of Parex's crude oil which resulted in a temporary decrease to Parex production at that time. Additionally, the transportation blockades impeded the supply of materials required for capital expenditure activities, including drilling and completions. The blockades were not directly related to Parex's activities or those of its industry partners. In Colombia labor disruptions can be local or nationwide.

Since 2017 Parex has been performing work on the Capachos Block located approximately 75 kms from the Venezuela border, in the department of Arauca. In 2018, work on the Capachos Block was temporarily suspended for 20 days, due to security concerns for Parex contractors and equipment. During 2021 and 2022, Parex commenced additional operations on the Arauca Block which is in close proximity to Capachos. Historically the ELN has had a presence in the greater area.

During the third quarter 2022, production on the Capachos Block was impacted by temporary localized blockades and during the fourth quarter 2022, production was impacted by proactive shut-ins in the Capachos Block due to security concerns.

On January 21, 2023, the Company proactively shut-in its Capachos Block again and halted drilling operations at the Arauca Block, due to heightened security concerns related to the peace talks at the Federal Government level in Colombia. The shut-ins had a significant impact on Parex drilling and production.

Following the resumption of operations at Capachos in mid-April and Arauca in late May 2023, a social-related shut-in occurred again in early June 2023, which affected both blocks and further halting drilling and production. The shut-in was resolved and the Company had been fully operational at both blocks from late June 2023 until January 2024.

In 2023, there were a total of over 75 days of social related shut-in in the Capachos area and over 100 days of social related shut-in in the Arauca area.

On January 22, 2024, Parex again shut-in its operations at the Capachos Block, as well as halted drilling and testing operations at the Arauca Block due to the ongoing social protests in the area. Operations on Capachos and Arauca resumed on February 22, 2024.

As at the date of this MD&A, the Company has fully resumed operations at its Capachos and Arauca Blocks. Note that the Company's FY 2024 average production guidance remains unchanged due to production contingencies incorporated into the guidance range.

Geopolitical Risks

Parex's results can be adversely impacted by political, legal, or regulatory developments in Canada, Colombia and elsewhere that affect local operations and local and international markets. Changes in government, government policy or regulations, changes in law or interpretation of settled law, third-party opposition to industrial activity generally or projects specifically, and duration of regulatory reviews could impact Parex's existing operations and planned projects. This includes actions by regulators or other political actors to delay or deny necessary licenses and permits for Parex's activities or restrict the operation of third-party infrastructure that Parex relies on. Additionally, changes in environmental regulations, assessment processes or other laws, and increasing and expanding stakeholder consultation (including Indigenous stakeholders), may increase the cost of compliance or reduce or delay available business opportunities and adversely impact Parex's results.

Other government and political factors that could adversely affect Parex's financial results include increases in taxes or government royalty rates (including retroactive claims) and changes in trade policies and agreements. Further, the adoption of regulations mandating efficiency standards, and the use of alternative fuels or uncompetitive fuel components could affect Parex's operations. Many governments are providing tax advantages and other subsidies to support alternative energy sources or are mandating the use of specific fuels or technologies. Governments and others are also promoting research into new technologies to reduce the cost and increase the scalability of alternative energy sources, and the success of these initiatives may decrease demand for Parex's products.

A change in federal, provincial or municipal governments in Canada or Colombia may have an impact on the directions taken by such governments on matters that may impact the oil and natural gas industry including the balance between economic development and environmental policy. The oil and natural gas industry has become an increasingly politically polarizing topic in Canada and Colombia, which has resulted in a rise in civil disobedience surrounding oil and natural gas development — particularly with respect to infrastructure projects. Protests, blockades and demonstrations have the potential to delay and disrupt Parex's activities.

There have been certain events in Colombia and abroad, which have resulted in political tensions between Colombia and some of its neighboring countries. Colombia is immediately adjacent to Venezuela, which is continuing to go through a period of political uncertainty. The impact on the Company's operations in Colombia as a result of Venezuela's political situation are not known and cannot be reasonably foreseen. However, in recent months, since August 2022, diplomatic relations have been reestablished with the Government of Venezuela and the new government of Colombia, and this situation allows to generate greater cooperation actions to resolve situations at the border. Note that with the exception of the Capachos and Arauca Blocks the Company's reserves and production are not proximate to the Colombia-Venezuela border.

Parex is aware of and at all times complies with any U.S. sanctions administered by the Office of Foreign Assets Control of the U.S. Department of the Treasury ("OFAC").

Although continuity in political relations is expected, the result of these relations remains uncertain, therefore, it is possible that impacts on border towns and cities related to migration and border operations could again occur and therefore, could negatively affect Colombia´s economy, social issues and overall security situation.

Risks of Foreign Operations

Parex's operations may be adversely affected by changes in foreign government policies and legislation or social instability and other factors which are not within the control of Parex, including, but not limited to: nationalization, expropriation of property without fair compensation or marketable compensation, or renegotiation or nullification of existing concessions and contracts; the imposition of specific drilling obligations and the development and abandonment of fields; changes in energy and environmental policies or the personnel administering them; changes in oil and natural gas pricing policies; the actions of national labour unions; currency fluctuations and devaluations; currency exchange controls; economic sanctions; and royalty and tax increases and other risks arising out of foreign governmental sovereignty over the areas in which Parex's operations will be conducted, as well as risks of loss due to civil strife, acts of war, terrorism, guerrilla activities and insurrections. Parex's operations may also be adversely affected by laws and policies of Colombia affecting foreign trade, taxation of the oil and gas sector and investment. If Parex's operations are disrupted and/or the economic integrity of its projects is threatened for unexpected reasons, its business may be harmed. Prolonged problems may threaten the commercial viability of its operations.

In addition, there can be no assurance that contracts, licenses, license applications or other legal arrangements will not be adversely affected by changes in governments in foreign jurisdictions, the actions of government authorities or others, or the effectiveness and enforcement of such arrangements.

In the event of a dispute arising in connection with Parex's operations in Colombia, Parex may be subject to the exclusive jurisdiction of foreign courts or may not be successful in subjecting foreign persons to the jurisdictions of the courts of Canada or enforcing Canadian judgements in such other jurisdictions. Parex may also be hindered or prevented from enforcing its rights with respect to a governmental instrumentality because of the doctrine of sovereign immunity. Accordingly, Parex's exploration, development and production activities in Colombia could be substantially affected by factors beyond Parex's control, any of which could have a material adverse effect on Parex.

Acquiring interests and conducting exploration and development operations in foreign jurisdictions often require compliance with numerous and extensive procedures and formalities. These procedures and formalities may result in unexpected or lengthy delays in commencing important business activities. In some cases, failure to follow such formalities or obtain relevant evidence may call into question the validity of the entity or the actions taken. Management is unable to predict the effect of additional corporate and regulatory formalities which may be adopted in the future including whether any such laws or regulations would materially increase Parex's cost of doing business or affect its operations in any area.

Parex assets and operations are located in Colombia and the Company's sales are currently derived from its Colombian crude oil and natural gas production. Accordingly, the Company's financial condition and results of operations depend to a significant extent on macroeconomic and political and regulatory conditions prevailing from time to time in Colombia and on the exchange rates between the COP and the USD.

If the perception of improved overall security in Colombia deteriorates or if the investment climate worsens, the Colombian economy may face lower growth rates than the ones posted recently, which could negatively affect the Company's financial condition and results of operations.

Parex may in the future acquire oil and natural gas properties and operations outside of Colombia, which expansion may present challenges and risks that Parex has not faced in the past, any of which could adversely affect the results of operations and/or financial condition of Parex.

Royalties

The Colombia government may adopt new royalty regimes, or modify the existing royalty regimes, which may impact the economics of the Company's projects. An increase in royalties reduces the Company's earnings and could make future capital investments, or the Company's operations less economic.

Income Taxes

The Company and its subsidiaries file all required income tax returns and the Company believes that it is in full compliance with applicable Canadian, Colombian, and Swiss tax laws; however, such returns are subject to reassessment by the applicable taxation authority. In the event of a successful reassessment of the Company's tax filings, whether by re-characterization of exploration and development expenditures, or questioning the deductibility of expenses or otherwise, such reassessment may have an impact on current and future taxes payable.

In August 2022, the Ministry of Finance submitted a tax reform bill to Congress proposing changes to the Colombian tax regime. The tax reform bill was sanctioned by President Petro as Law 2277 of 2022 on December 13, 2022, and became effective starting January 1, 2023. The law is expected to increase tax collection to approximately COP 20 trillion by the end of 2023 (approximately 3% of the country GDP).

The tax reform includes, among other things:
(a) an income tax surcharge for companies engaged in the extraction of crude oil and coal of 0%, 5%, 10% or 15% and, based on international prices. For fiscal year 2023, the surtax of 5%, 10% or 15% applied when the Brent price reaches USD $68.58/bbl, USD $76.03/bbl and USD $81.27/bbl, respectively, according to ANH Resolution No. 0181 (revenues from the sale of natural gas are not subject to this surtax); and
(b) non-deductibility of royalties

The Colombia government may adopt new tax regimes, or modify the existing tax regimes, which may impact the economics of the Company's projects. In August 2022, a tax reform bill was submitted to Congress proposing significant changes to the Colombian oil and gas tax regime. As part of the 2022 tax reform, the Colombian government banned the deduction royalty payments from the corporate tax liability for oil and natural gas companies. This decision was recently overturned by Colombia's Constitutional Court however the decision continues to be appealed. The outcome of this appeal has the potential to have a significant impact on the Company's earnings and could make future capital investments, or the Company's operations less economic.

Income tax laws relating to the oil and gas industry, such as the treatment of resource taxation or dividends, may in the future be changed or interpreted in a manner that adversely affects the Company. Furthermore, tax authorities having jurisdiction over the Company may disagree with how the Company calculates its income for tax purposes or could change administrative practices to the Company's detriment.

Foreign Subsidiaries

Parex conducts all of its operations in Colombia through foreign subsidiaries and foreign branches. Therefore, to the extent of these holdings, Parex will be dependent on the funds flow provided by the operations of these subsidiaries to meet its obligations excluding any additional equity or debt Parex may issue from time to time. The ability of its subsidiaries to make payments and transfer cash to Parex may be constrained by, among other things: the level of taxation, particularly corporate profits and withholding taxes, in the jurisdiction in which it operates; and the introduction of foreign exchange and/or currency controls or repatriation restrictions, or the availability of hard currency to be repatriated.

Legal Systems

Colombia is a civil law jurisdiction. Additionally, all of the Company's material subsidiaries (which excludes its Colombian branches) are domiciled in countries where the legal system is based on civil code. The Colombia branches are domiciled in Colombia, which also has a legal system based upon civil code. There can be no assurance that joint ventures, licenses, license or permit applications or other legal arrangements will not be adversely affected by changes in governments, the actions of government authorities or others, or the effectiveness and enforcement of such arrangements.

Regulatory Approvals

Various levels of governments impose extensive controls and regulations on oil and natural gas operations (exploration, development, production, pricing, marketing and transportation). In Colombia, the oil and gas industry regulatory body is the ANH, and for environmental permitting a separate body, the National Environmental Licensing Authority. Governments may regulate or intervene with respect to exploration and production activities, prices, taxes, royalties and the exportation of oil and natural gas. Amendments to these controls and regulations may occur from time to time in response to economic or political conditions. The implementation of new regulations or the modification of existing regulations affecting the oil and natural gas industry could reduce demand for crude oil and natural gas and increase the Company's costs, either of which may have a material adverse effect on the Company's business, financial condition, results of operations and prospects. In order to conduct oil and natural gas operations, the Company will require licenses from various governmental authorities. There can be no assurance that the Company will be able to obtain all of the licenses and permits that may be required to conduct operations that it may wish to undertake.

Parex has 50% working interest Block LLA-38 in the Northern Llanos basin subject it its earning commitment to spend $57 million. Activities on this block have been suspended due to security issues in the area impacting development. Parex also has 100% working interest in the Block VSM-25 in the Magdalena basin subject to its earning commitment to spend $19 million. Activities on this block have been suspended due to a local government act that banned oil and gas operations. Judicial ruling is pending to determine the impact. Due to these reasons both of these blocks are in force majeure suspension. There is no certainty that Parex will be permitted to conduct activities on Block LLA-38 and VSM-25.

Indigenous Rights

Parex currently carries out and plans to continue carrying out activities in areas classified by the Government as indigenous reserves and Afro-Colombian lands. To undertake these activities, Parex must first comply with prior consultation processes, set forth by Colombian law. These prior consultation processes are required for obtaining environmental licenses to start projects, works or activities in areas inhabited by ethnic communities. In addition, consultations can be seen as a potential instrument to involve communities in the decision of developing extracting industry and infrastructure projects in their territories. Generally, these consultation processes last between six months to one year depending on the community expectations but may be significantly delayed if an agreement with the communities cannot be reached. Parex strives to be respectful of the constitution and laws and the autonomy of indigenous and afro-descendant communities, and therefore does not enter their territories until an agreement has been reached with them. Parex also strives to structure management plans to prevent, mitigate, repair or offset the impact of projects, as identified by local communities.

In recent years, indigenous communities have also been claiming their ancestral territories and requesting recognition of their right to be consulted about projects already in operation. This opposition results from, among other factors, the communities' view on the exploitation of natural resources, the environment, and the effects on their cultures, territories and spiritual beliefs. According to this, Parex may be exposed to operational restrictions as a result of the opposition of these communities.

No certainty can be given that Parex will be able to reach an agreement with the different communities that object to planned or continued operations or that such communities will participate in consultation processes if available.

Title to Assets

The assignment of working interests under the exploration and production contracts in the jurisdictions in which the Company operates is a detailed and time-consuming process. The Company's properties may be subject to unforeseen title claims. Title to assets in Colombia is by way of an undivided working interest provided by the exploration and exploitation contracts or convenio signed with ANH. While the Company will diligently investigate title to all property and will follow usual industry practice in obtaining satisfactory title opinions and, to the best of the Company's knowledge, title to all of the Company's properties are in good standing, this should not be construed as a guarantee of title. Title to the properties may be affected by undisclosed and undetected defects. The Company does not warrant title to the oil properties.

Risks Associated with Geographically Concentrated Operations

The majority of the Company's production comes from one block in the Llanos Basin in Colombia. For the year ended December 31, 2023, the Tigana, Jacana, Tigui and Tua Fields located in Block LLA-34 collectively generated approximately 54% of the Company's production and at December 31, 2023, Block LLA-34 accounted for 56% of its proved oil and gas reserves. As a result of this concentration, the Company may be disproportionately exposed to the impact of, among other things, regional supply and demand factors including limitations on its ability to most profitably sell or market its oil and gas to a smaller pool of potential buyers, delays or interruptions of production from wells in these areas caused by governmental regulation, community protests, guerrilla activities, processing or transportation capacity constraints, continued authorization by the government to explore and drill in these areas, severe weather events and the availability of drilling rigs and related equipment, facilities, personnel or services. Due to the concentrated nature of the Company's portfolio of properties, a number of the Company's properties could experience any of the same conditions at the same time, resulting in a relatively greater impact on its results of operations than it might have on other companies that have a more diversified portfolio of properties.

The Company relies on local infrastructure and the availability of transportation for storage and shipment of its products. This infrastructure, including storage and transportation facilities, is less developed than that in North America and may be insufficient for the Company's needs at commercially acceptable terms in the localities in which it operates. Further, the Company operates in remote areas and may rely on helicopters, boats or other transportation methods. Some of these transport methods may result in increased levels of risk and could lead to operational delays which could affect the Company's ability to add to its reserve base or produce oil and could have a significant impact on the Company's reputation or cash flow. Additionally, some of this equipment is specialized and may be difficult to obtain in the Company's areas of operations, which could hamper or delay operations, and could increase the cost of those operations.

Non-Operated Risk of Significant Assets

Block LLA-34 is not operated by the Company in which the Company has a 55% working interest, and the majority of the Company's oil production and oil reserves are attributed to that block. As a result, the Company may not have the ability to manage development of the blocks oil and natural gas reserves on a pace that the Company would choose. Further, managing the cost of development is largely the responsibility of the operator of the block. Historically, the operator of Block LLA-34 and the Company have agreed on the exploration and development efforts for the block. The Joint Operating Agreement for the block provides the Company with certain protection such as the right to audit the operator, the right for approval of all capital plans for the block and the approval of an annual capital and operating budget.

Diversification

The Company's business focuses on the petroleum industry in Colombia. Other companies have the ability to manage their risk by diversification; however, the Company lacks diversification, in terms of the geographic scope of its business. As a result, factors affecting the industry or the regions in which it operates will likely impact the Company more acutely than if the Company's business was more diversified.

Expansion into New Activities

The operations and expertise of the Company's management are currently focused primarily on oil and gas production, exploration and development in Colombia. In the future the Company may acquire or move into new industry related activities or new geographical areas and acquire different energy related assets, and, as a result, may face unexpected risks or, alternatively, significantly increase the Company's exposure to one or more existing risk factors, which may in turn result in the Company's future operational and financial conditions being adversely affected.

United States Relations with Colombia

Colombia is among several nations whose progress in stemming the production and transit of illegal drugs is subject to annual certification by the President of the United States of America. Although Colombia has received a current certification, there can be no assurance that, in the future, Colombia will receive certification or a national interest waiver. The failure to receive certification or a national interest waiver may result in any of the following:

- all bilateral aid, except anti-narcotics and humanitarian aid, would be suspended;
- the Export-Import Bank of the United States and the Overseas Private Investment Company would not approve financing for new projects in Colombia;
- United States representatives at multilateral lending institutions would be required to vote against all loan requests from Colombia, although such votes would not constitute vetoes, and
- the President of the United States and Congress would retain the right to apply future trade sanctions.

Each of these consequences could result in adverse economic consequences in Colombia and could further heighten the political and economic risks associated with operations there. Any changes in the holders of significant government offices could have adverse consequences on Parex Colombia's relationship with the ANH and the Colombian government's ability to control guerrilla activities, and could exacerbate the factors relating to Parex's subsidiaries foreign operations. Any sanctions imposed on Colombia by the United States government could threaten Parex's subsidiaries ability to obtain any necessary financing to develop the Colombian properties. There can be no assurance that the United States will not impose sanctions on Colombia in the future, nor can the effect in Colombia that these sanctions might cause be predicted.

Canada relations with Colombia

The Canada-Colombia Free Trade Agreement became effective on August 15, 2011. Through the agreement, Canada's producers and exporters benefit from reduced or eliminated tariffs on nearly all of Canada's exports to Colombia. The agreement also provides a more predictable, transparent and rules-based trading environment for Canadian investors and businesses. The Canada-Colombia Tax Convention came into force June 12, 2012 for the avoidance of double taxation.

Reputational Risk Associated with the Company's Operations

The Company's business, operations or financial condition may be negatively impacted as a result of any negative public opinion towards the Company or as a result of any negative sentiment toward, or in respect of, the Company's reputation with stakeholders, special interest groups, political leadership, the media or other entities. Public opinion may be influenced by certain media and special interest groups' negative portrayal of the industry in which the Company operates as well as their opposition to certain oil and natural gas projects. Potential impacts of negative public opinion or reputational issues may include delays or interruptions in operations, legal or regulatory actions or challenges, blockades, increased regulatory oversight, reduced support for, delays in, challenges to, or the revocation of regulatory approvals, permits and/or licenses and increased costs and/or cost overruns. The Company's reputation and public opinion could also be impacted by the actions and activities of other companies operating in the oil and natural gas industry, particularly other producers, over which the Company has no control. In particular, the Company's reputation could be impacted by negative publicity related to environmental damage, loss of life, injury or damage to property caused by the Company's operations, or due to opposition from special interest groups opposed to oil and natural gas development. In addition, if the Company develops a reputation of having an unsafe work site it may impact the ability of the Company to attract and retain the necessary skilled employees and consultants to operate its business.

Reputational risk cannot be managed in isolation from other forms of risk. Credit, market, operational, insurance, regulatory and legal risks, among others, must all be managed effectively to safeguard the Company's reputation. Damage to the Company's reputation could result in negative investor sentiment towards the Company, which may result in limiting the Company's access to capital, increasing the cost of capital, and decreasing the price and liquidity of the Company's securities.

Forced or Child Labour in Supply Chains

In May 2023 *An Act to enact* the *Fighting Against Forced Labour and Child Labour in Supply Chains Act* and to amend the Customs Tariff was passed and came into force on January 1, 2024 in Canada. Pursuant to the new legislation, any company that is subject to the reporting requirements, including Parex, is required to conduct certain due diligence on its supply chains and to file an annual report accordingly. While the Company is currently unaware of any forced or child labour in any of its supply chains, the increased scrutiny on the supply chains of Canadian companies could uncover the risk or existence of forced or child labour in a supply chain to which the Company has a connection, which could negatively impact the reputation of the Company. Additionally, due to the fact that the reporting requirements are new and thus there is no existing industry standard, the Company is at risk of inadvertently preparing a report that is insufficient.

Corruption

The Company's operations are governed by the laws of many jurisdictions, which generally prohibit bribery and other forms of corruption. The Company has policies in place to prevent any form of corruption or bribery, which includes enforcement of policies against giving or accepting money or gifts in certain circumstances and an annual certification from each employee confirming that each employee has received and understood the Company's anticorruption policies. It is possible that the Company, some of its subsidiaries, or some of the Company or its subsidiaries' employees or contractors, could be charged with bribery or corruption as a result of the unauthorized actions of employees or contractors. If the Company is found guilty of such a violation, which could include a failure to take effective steps to prevent or address corruption by its employees or contractors, the Company could be subject to onerous penalties and reputational damage. A mere investigation itself could lead to significant corporate disruption, high legal costs and forced settlements (such as the imposition of an internal monitor). In addition, bribery allegations or bribery or corruption convictions could impair the Company's ability to work with governments or nongovernmental organizations. Such convictions or allegations could result in the formal exclusion of the Company from a country or area, national or international lawsuits, government sanctions or fines, project suspension or delays, reduced market capitalization and increased investor concern. Further, from time to time the Company may acquire a company that subsequently is subject to a bribery or corruption charge, whereby the Company could assume onerous penalties and/or suffer reputational damage as a result of activities in which the Company had no part.

Liabilities under Anti-Bribery Laws

The Company is subject to anti-bribery laws in Canada and Colombia and may be subject to similar laws in other jurisdictions where it may operate in the future. The Company may face, directly or indirectly, corrupt demands by federal or local officials, tribal or insurgent organizations, international organizations, contractors looking for work with Parex, or other private entities. As a result, the Company faces the risk of unauthorized payments or offers of payments by employees, contractors, agents, and partners of its subsidiaries or affiliates, given that these parties are not always subject to the Company's control or direction. It is the Company's policy to prohibit these practices. However, the Company's existing safeguards and any future improvements to those measures may prove to be less than effective or may not be followed, and the Company's employees, contractors, agents, and partners may engage in illegal conduct for which it might be held responsible. A violation of any of these laws, even if prohibited by the Company's policies, may result in criminal or civil sanctions or other penalties (including profit disgorgement) as well as reputational damage and could have a material adverse effect on the Company's business and financial condition.

Pandemics and their Effect on the Global Economy

In the event of a global pandemic, countries around the world may close international borders and order the closure of institutions and businesses deemed non-essential. This could result in a significant reduction in economic activity in Canada, Colombia and internationally along with a drop in demand for oil and natural gas. Any reduction in economic activity in certain countries resulting from outbreaks, government-imposed lockdowns and other restrictions could have a negative effect on demand for oil and natural gas and could aggravate the other risk factors identified herein.

The Israel - Palestine War

On October 7, 2023, Hamas terrorists infiltrated Israel's southern border from the Gaza Strip and conducted a series of attacks on civilian and military targets. Hamas also launched extensive rocket attacks on the Israeli population and industrial centres located along Israel's border with the Gaza Strip and in other areas within the State of Israel. Following the attack, Israel's security cabinet declared war against Hamas and the military campaign against these terrorist organizations has launched a series of responding attacks in Palestine.

The outcome of the conflict has the potential to have wide-ranging consequences on the world economy. Global oil prices have increased since the beginning of the Israel-Palestine war. While neither Israel nor the Gaza Strip are significant oil producers, there is a risk that the conflict could lead to wider regional instability in the Middle East, home to some of the world's biggest oil producers. To date, these events have not impacted the Company's ability to carry on business, and there have been no significant delays or direct security issues affecting the Company's operations, offices or personnel. The long-term impacts of the conflict remain uncertain and the Company continues to monitor the evolving situation.

The War in Ukraine

In February 2022, Russian military forces invaded Ukraine. Ukrainian military personnel and civilians continue to actively resist the invasion. Many countries throughout the world have provided aid to Ukraine in the form of financial aid and in some cases military equipment and weapons to assist in its resistance to the Russian invasion. The North Atlantic Treaty Organization ("NATO") has also mobilized forces to NATO member countries that are close to the conflict as deterrence to further Russian aggression in the region. Additionally, certain countries including Canada have imposed strict financial and trade sanctions against Russia. The outcome of the ongoing conflict remains uncertain and may have wide-ranging consequences on the peace and stability of the region and the world economy.

Commodity Prices, Markets and Marketing

Numerous factors beyond the Company's control do, and will continue to affect the marketability and price of oil and natural gas acquired, produced or discovered by the Company. Accordingly, commodity prices are the Company's most significant financial risk. The Company's ability to market its oil and natural gas may depend upon its ability to acquire capacity on pipelines to deliver that oil and natural gas to commercial markets. Deliverability uncertainties related to the distance the Company's reserves are to pipelines, processing and storage facilities, operational problems affecting pipelines and facilities and government regulation relating to prices, taxes, royalties, land tenure, allowable production, the export of oil, and natural gas. Many other aspects of the oil and natural gas business may also affect the Company. At present, crude oil sales are generally benchmarked against Brent reference prices and subject to price differentials for crude quality.

Prices for oil and natural gas are subject to large fluctuations in response to relatively minor changes in the supply of and demand for oil and natural gas, market uncertainty, and a variety of additional factors beyond the control of the Company. These factors include economic and political conditions, in the United States, Canada, Europe, China and emerging markets, the actions of OPEC and other oil and gas exporting nations, governmental regulation, political stability in the Middle East, Ukraine, Northern Africa and elsewhere, the foreign supply and demand of oil and natural gas, risks of supply disruption, the price of foreign imports, and the availability of alternative fuel sources. Prices for oil and natural gas are also subject to the availability of foreign markets and the Company's ability to access such markets. A material decline in prices could result in a reduction of the Company's net production revenue. The economics of producing from some wells may change because of lower prices, which could result in reduced production of oil or natural gas and a reduction in the volumes and the value of the Company's reserves. The Company might also elect not to produce from certain wells at lower prices.

All these factors could result in a material decrease in the Company's expected net production revenue and a reduction in its oil and natural gas production, development and exploration activities. Any substantial and extended decline in the price of oil and natural gas would have an adverse effect on the carrying value of the Company's reserves, borrowing capacity, revenues, profitability and funds flow provided by operations, and may have a material adverse effect on the Company's business, financial condition, results of operations, and prospects.

Oil and natural gas prices may be volatile for a variety of reasons including market uncertainties over the supply and the demand of these commodities due to the current state of the world economies, pandemics, OPEC and non-OPEC producers actions in respect of supply, political uncertainties, sanctions imposed on certain oil producing nations by other countries and ongoing conflicts in the Middle East and elsewhere. Volatile oil and natural gas prices make it difficult to estimate the value of producing properties for acquisitions and often cause disruption in the market for oil and natural gas producing properties, as buyers and sellers have difficulty agreeing on such value. Price volatility also makes it difficult to budget for and project the return on acquisitions and development and exploitation projects. The Company monitors market

conditions and may selectively utilize derivative instruments to reduce exposure to crude oil price movements. However, the Company is of the view that it is neither appropriate nor possible to eliminate 100% of its exposure to commodity price volatility.

Reserves Estimates

There are numerous uncertainties inherent in estimating reserves, and the future cash flows attributed to such reserves. The reserves and associated cash flow information set forth in this document are estimates only. Generally, estimates of economically recoverable oil and natural gas reserves (including the breakdown of reserves by product type) and the future net cash flows therefrom are based upon a number of variable factors and assumptions, such as historical production from the properties; production rates; ultimate reserve recovery; timing and amount of capital expenditures; marketability of oil and natural gas; royalty rates; and the assumed effects of regulation by governmental agencies and future operating costs, all of which may vary materially from actual results.

For those reasons, estimates of the economically recoverable oil and natural gas reserves attributable to any particular group of properties, classification of such reserves based on risk of recovery and estimates of future net revenues associated with reserves prepared by different engineers, or by the same engineers at different times may vary. The Company's actual production, revenues, taxes and development and operating expenditures with respect to its reserves will vary from estimates thereof and such variations could be material.

The estimation of proved reserves that may be developed and produced in the future is often based upon volumetric calculations and upon analogy to similar types of reserves rather than actual production history. Recovery factors and drainage areas are often estimated by experience and analogy to similar producing pools. Estimates based on these methods are generally less reliable than those based on actual production history. Subsequent evaluation of the same reserves based upon production history and production practices will result in variations in the estimated reserves. Such variations could be material.

In accordance with applicable securities laws, the Company's independent reserves evaluator has used forecast prices and costs in estimating the reserves and future net cash flows as summarized herein. Actual future net cash flows will be affected by other factors, such as actual production levels, supply and demand for oil and natural gas, curtailments or increases in consumption by oil and natural gas purchasers, changes in governmental regulation or taxation and the impact of inflation on costs.

Actual production and cash flows derived from the Company's oil and natural gas reserves will vary from the estimates contained in the reserve evaluation, and such variations could be material. The reserve evaluation is based in part on the assumed success of activities the Company intends to undertake in future years. The reserves and estimated cash flows to be derived therefrom and contained in the reserve evaluation will be reduced to the extent that such activities do not achieve the level of success assumed in the reserve evaluation. The reserve evaluation is effective as of a specific effective date and, except as may be specifically stated, has not been updated and therefore does not reflect changes in the Company's reserves since that date.

Conditions in the Oil and Natural Gas Industry

The petroleum industry is competitive in all of its phases. The Company competes with numerous other entities in the exploration, development, production and marketing of oil and natural gas. The Company's competitors include oil and natural gas companies that have substantially greater financial resources, staff and facilities than those of the Company. Some of these companies not only explore for, develop and produce oil and natural gas, but also carry on refining operations and market oil and natural gas on an international basis. As a result of these complementary activities, some of these competitors may have greater and more diverse competitive resources to draw on than the Company. The Company's ability to increase its reserves in the future will depend not only on its ability to explore and develop its present properties, but also on its ability to select and acquire other suitable producing properties or prospects for exploratory drilling. Competitive factors in the distribution and marketing of oil and natural gas include price, process, and reliability of delivery and storage.

The impact on the oil and natural gas industry from commodity price volatility is significant. During periods of high prices, producers may generate sufficient funds flow provided by operations to conduct active exploration programs without external capital. Increased commodity prices frequently translate into very busy periods for service suppliers triggering premium costs for their services. The cost of purchasing land or properties and work commitments associated with new exploration blocks similarly can increase in price during these periods. During low commodity price periods, acquisition costs drop, as do internally generated funds to spend on exploration and development activities. With decreased demand, the prices charged by the various service suppliers may also decline.

Oil and natural gas exploration involves a high degree of risk and there is no assurance that expenditures made on future exploration or development activities by Parex will result in discoveries of oil or natural gas that are commercially or economically feasible. It is difficult to project the costs of implementing any exploratory drilling program due to the inherent uncertainties of drilling in unknown formations, the costs associated with encountering various drilling conditions such as over pressured zones and tools lost in the hole, and changes in drilling plans and locations as a result of prior exploratory wells or additional seismic data and interpretations thereof.

Parex's operations will be subject to all the risks normally associated with the exploration, development and operation of oil and natural gas properties and the drilling of oil and natural gas wells, including encountering unexpected formations or pressures, premature declines of reservoirs, potential environmental damage, blow-outs, cratering, fires and spills, all of which could result in personal injuries, loss of life and damage to property of Parex and others. In accordance with customary industry practice, Parex will maintain insurance coverage, but will not be fully insured against all risks, nor are all such risks insurable.

Oil and natural gas exploration and development activities are dependent on the availability of seismic, drilling, completions and other specialized equipment in the particular areas where such activities will be conducted. Demand for such limited equipment or access restrictions may affect the availability of such equipment to Parex and may delay exploration and development activities.

Exploration, Development and Production Risks

Oil and natural gas operations involve many risks that even a combination of experience, knowledge and careful evaluation may not be able to overcome. The long-term commercial success of the Company depends on its ability to find, acquire, develop and commercially produce oil and natural gas reserves. Without the continual addition of new reserves, the Company's existing reserves and the production from them will decline over time as the Company produces from such reserves. A future increase in the Company's reserves will depend on both the ability of the Company to explore and develop its existing properties and its ability to select and acquire suitable producing properties or prospects. There is no assurance that the Company will be able continue to find satisfactory properties to acquire or participate in. Moreover, management of the Company may determine that current markets, terms of acquisition, participation or pricing conditions make potential acquisitions or participation uneconomic. There is also no assurance that the Company will discover or acquire further commercial quantities of oil and natural gas.

Future oil and natural gas exploration may involve unprofitable efforts from dry wells as well as from wells that are productive but do not produce sufficient petroleum substances to return a profit after drilling, completing (including hydraulic fracturing), operating and other costs. Completion of a well does not ensure a profit on the investment or recovery of drilling, completion and operating costs.

The Company is exposed to a high level of exploration risk. The Company's current and future proved reserves (to the extent discovered or acquired) will decline as reserves are produced from its properties unless the Company is able to acquire or develop new reserves. The business of exploring for, developing or acquiring reserves is capital-intensive and is subject to numerous estimates and interpretations of geological and geophysical data. There can be no assurance the Company's future exploration, development and acquisition activities will result in material additions of proved reserves. To manage this risk, to the extent possible, Parex employs highly experienced geologists and geophysicists and technology such as 3D seismic as a primary exploration tool and focuses exploration efforts in known hydrocarbon-producing basins. In addition, the Company takes a portfolio approach to exploration by dispersing drilling locations among different exploration blocks and geological basins and by targeting multiple play-types. The Company may also choose to mitigate exploration risk through acquisitions that may require raising funds.

Drilling hazards, environmental damage and various field operating conditions could greatly increase the cost of operations and adversely affect the production from successful wells. Field operating conditions include, but are not limited to, delays in obtaining governmental approvals or consents, shut-ins of wells resulting from extreme weather conditions, insufficient storage or transportation capacity or geological and mechanical conditions. While diligent well supervision and effective maintenance operations can contribute to maximizing production rates over time, it is not possible to eliminate production delays and production declines from normal field operating conditions, which can negatively affect revenue and funds flow provided by operations levels to varying degrees.

Oil and natural gas exploration, development and production operations are subject to all the risks and hazards typically associated with such operations, including, but not limited to, fire, explosion, blowouts, cratering, sour gas releases, spills and other environmental hazards. These typical risks and hazards could result in substantial damage to oil and natural gas wells, production facilities, other property and the environment and cause personal injury or threaten wildlife. In particular, the Company may explore for and produce sour natural gas in certain areas. An unintentional leak of sour natural gas could result in personal injury, loss of life or damage to property and may necessitate an evacuation of populated areas, all of which could result in liability to the Company.

Oil and natural gas production operations are also subject to all the risks typically associated with such operations, including encountering unexpected formations or pressures, premature decline of reservoirs and the invasion of water into producing formations. Losses resulting from the occurrence of any of these risks may have a material adverse effect on the Company's business, financial condition, results of operations and prospects.

As is standard industry practice, the Company is not fully insured against all risks, nor are all risks insurable. Although the Company maintains liability insurance and business interruption insurance in an amount that it considers consistent with industry practice, liabilities associated with certain risks could exceed policy limits or not be covered. In either event the Company could incur significant costs.

Gathering and Processing Facilities and Pipeline Systems

The Company delivers its products through gathering, processing and pipeline systems, some of which it does not own. The amount of oil and natural gas that the Company can produce and sell is subject to the accessibility, availability, proximity and capacity of these gathering, processing and pipeline systems. The lack of availability of capacity in any of the gathering, processing and pipeline systems could result in the Company's inability to realize the full economic potential of its production or in a reduction of the price offered for the Company's production. The Company currently produces oil in multiple basins in Colombia and is heavily reliant on the Ocensa pipeline system. Although pipeline expansions in Colombia have occurred from time to time, the lack of firm pipeline capacity may limit the ability to produce and to market oil and natural gas production. Any significant change in market factors or other conditions affecting these infrastructure systems and facilities, as well as any delays in constructing new infrastructure systems and facilities could harm the Company's business and, in turn, the Company's financial condition, results of operations and funds flow provided by operations.

All of the Company's production is delivered for export to shipment on facilities owned by third parties and over which the Company does not have control. From time to time, these facilities may discontinue or decrease operations, either as a result of normal servicing requirements or as a result of unexpected events. A discontinuation or decrease of operations could materially adversely affect the Company's ability to process its production and to deliver the same for sale. Unexpected shut-downs or curtailment of capacity of pipelines for maintenance or integrity work or because of actions taken by regulators could also affect the Company's production, operations and financial results.

Availability of Drilling Equipment and Access

Oil and natural gas exploration, development and operating activities are dependent on the availability of third-party contractor drilling and related equipment as well as skilled personnel trained to use such equipment in the areas where such activities will be conducted. Demand for such limited equipment and skilled personnel or access restrictions may affect the availability of such equipment and skilled personnel to the Company and may delay exploration and development activities.

Power Supply

Several of the Company's producing fields are connected to the national transmission system and depend on its expansion and reliability to keep stable production levels. The national electricity market is volatile due to changes in hydrology and availability of fuels (natural gas, diesel, etc.), which brings uncertainty to energy prices. If energy were to become unavailable or difficult to obtain, the Company's results of operation and financial condition could be adversely affected.

Water Management

Parex produces water as part of its operations. Taking into account the nature of reservoirs, the water production levels to be managed by the Company may increase in the future. In order to achieve oil and gas production goals and to avoid any production restrictions going forward, Parex will need to secure the required capacity to manage water levels. Factors that may trigger a possible constraint to the Company's crude oil production due to the rising water production levels are: (i) ineffective project management of the required facilities, (ii) the Company’s and its partners’ ability to timely obtain the environmental permits related to water management, (iii) social and community interactions that could affect the development and operation of these projects, and (iv) the availability of capital to execute the required projects.

Failure to Realize Anticipated Benefits of Acquisitions and Dispositions

The Company considers acquisitions and dispositions of businesses and assets in the ordinary course of business. Achieving the benefits of acquisitions depends on successfully consolidating functions and integrating operations and procedures in a timely and efficient manner, and the Company's ability to realize the anticipated growth opportunities and synergies from combining the acquired businesses and operations with those of the Company. The integration of acquired businesses and assets may require substantial management effort, time and resources diverting management's focus from other strategic opportunities and operational matters. Management continually assesses the value and contribution of services provided by third parties and assets required to provide such services. In this regard, non-core assets may be periodically disposed of so the Company can focus its efforts and resources more efficiently. Depending on the state of the market for such non-core assets, certain non-core assets of the Company may realize less on disposition than their carrying value on the financial statements of the Company.

Abandonment and Reclamation Cost Risk

Parex is subject to oil and gas asset abandonment, remediation and reclamation liabilities for its operations including those imposed by regulation under federal, territorial, state, regional and municipal legislation in the jurisdictions in which the Company conduct operations. Parex maintains estimates of abandonment, remediation and reclamation liabilities; however, it is possible that these costs may change materially before decommissioning due to regulatory changes, technological changes, acceleration of decommissioning timelines, and inflation, among other variables. The present value cost for decommissioning and abandonment of wells and facilities is estimated based on known regulations, procedures, and costs today for undertaking the decommissioning, the majority of which is projected to be incurred in the 2030s.

Environmental Regulation and Risks

The Company is subject to environmental laws and regulations that affect aspects of the Company's past, present and future operations. All phases of the oil and gas business present environmental risks and hazards and are subject to environmental regulation pursuant to extensive national, provincial and local environmental laws and regulations in Colombia that will and do affect nearly all of the operations of Parex. These laws and regulations set various standards regulating certain aspects of health and environmental quality, including air emissions, water quality, wastewater discharges and the generation, transport and disposal of waste and hazardous substances; provide for penalties and other liabilities for the violation of such standards; and establish, in certain circumstances, obligations to remediate current and former facilities and locations where oil and gas operations are or were conducted. In addition, special provisions may be appropriate or required in environmentally sensitive areas of operation and unconventional blocks.

There is uncertainty around the impact of environmental laws and regulations, including those currently in force and proposed laws and regulations, and Parex cannot predict what environmental legislation or regulations will be enacted in the future or how existing or future laws or regulations will be administered, interpreted from time to time, or enforced. It is not possible to predict the outcome and nature of these requirements on the Company and its business at the current time; however, failure to comply with current and proposed regulations can have a material adverse impact on the Company's business and results of operations by substantially increasing its capital expenditures and compliance costs and its ability to meet its financial obligations, including debt payments. It may also lead to the modification or cancellation of operating licenses and permits, penalties and other corrective actions which may have an impact on production operations. Further, compliance with more stringent laws or regulations, or more vigorous enforcement policies of any regulatory authority, could in the future require material expenditures by Parex for the installation and operation of systems and equipment for remedial measures, any or all of which may have a material adverse effect on Parex.

Environmental regulation is becoming increasingly stringent and costs and expenses of regulatory compliance are increasing. The Company's activities have the potential to impair natural habitat, damage plant and wildlife, or cause contamination to land or water that may require remediation under applicable laws and regulations. These laws and regulations require the Company to obtain and comply with a variety of environmental registrations, licenses, permits and other approvals. In Colombia, licensing and permitting processes relating to the exploring and drilling for and development of oil and natural gas takes significant time and it is outside the control of the Company, specifically, the Exploitation License that may cause operational delays and higher development costs. Environmental regulations place restrictions and prohibitions on emissions of various substances produced concurrently with oil and natural gas and can impact on the selection of drilling sites and facility locations, potentially resulting in increased capital expenditures. Both public officials and private individuals may seek to enforce or change environmental laws and regulations against the Company.
Significant liability could be imposed on Parex for costs resulting from potential unknown and unforeseeable environmental impacts arising from the Company's operations, including damages, clean-up costs or penalties in the event of certain discharges into the environment, environmental damage caused by previous owners of properties purchased by Parex or non-compliance with environmental laws or regulations. While these costs have not been material to the Company in the past, there is no guarantee that this will continue to be the case in the future.

Given the nature of the Company's business, there are inherent risks of oil spills occurring at the Company's drilling and operating sites. Large spills of oil and oil products can result in significant clean-up costs. Oil spills can occur from operational issues, such as operational failure, accidents and deterioration and malfunctioning of equipment. In Colombia where the Company operates, oil spills can also occur as a result of sabotage and damage to the pipelines. Further, the Company sells oil at various delivery stations and the oil can be transported by truck. There is an inherent risk of oil spills caused by road accidents which the Company may still be deemed to be responsible for as the owner of the crude oil. All of these may lead to significant potential environmental liabilities, such as clean-up and litigation costs, which may materially adversely affect the Company's financial condition, funds flow provided by operations and results of operations. Depending on the cause and severity of the oil spill, the Company's reputation may also be adversely affected, which could limit the Company's ability to obtain permits and affect its future operations.

To prevent and/or mitigate potential environmental liabilities from occurring, the Company has policies and procedures designed to prevent and contain oil spills. The Company works to minimize spills through a program of well designed facilities that are safely operated, effective operations integrity management, continuous employee training, regular upgrades to facilities and equipment, and implementation of a comprehensive inspection and surveillance system. Also, the Company's facilities and operations are subject to routine inspection by various Federal and Provincial authorities in Colombia to evaluate the Company's compliance with the various laws and regulations.

Climate Change

There is growing international concern regarding climate change and there has been a significant increase in focus on the timing and pace of the transition to a lower-carbon economy. Governments, financial institutions, insurance companies, environmental and governance organizations, institutional investors, social and environmental activists, and individuals, are increasingly seeking to implement, among other things, regulatory and policy changes, changes in investment patterns, and modifications in energy consumption habits and trends which, individually and collectively are intended to or have the effect of accelerating the reduction in the global consumption of carbon based energy, the conversion of energy usage to less carbon-intensive forms and the general migration of energy usage away from carbon-based forms of energy.

Climate change and its associated impacts may increase the Company's exposure to, and magnitude of, each of the risks identified in the Risk Factors section of this MD&A. Overall, Parex is not able to estimate at this time the degree to which climate change related regulatory, climatic conditions, and climate-related transition risks could impact the Company's financial and operating results. The Company's business, financial condition, results of operations, cash flows, reputation, access to capital, access to insurance, cost of borrowing, access to liquidity and ability to fund business plans may, in particular, without limitation, be adversely impacted as a result of climate change and its associated impacts.

Climate Change Transition Risks

Climate Change Related Regulation and Policies

Governments around the world have become increasingly focused on regulating GHG emissions and addressing the impacts of climate change in some manner. GHG emissions legislation is emerging and subject to change. For example, on an international level, in December 2015, almost 200 nations agreed to an international climate change agreement in Paris, France (the "Paris Agreement"), that calls for countries to set their own GHG emission targets and be transparent about the measures each country will use to achieve its GHG emission targets. Colombia has signed the Paris Agreement. Although it is not possible at this time to predict how legislation or new regulations that may be adopted to address GHG emissions would impact the Company's business, any such future laws and regulations that limit emissions of GHGs could adversely affect demand for the oil and natural gas that the Company produces. Current GHG emissions legislation has not resulted in material compliance costs; however, it is not possible at this time to predict whether proposed legislation or regulations will be adopted, and any such future laws and regulations could result in additional compliance costs or additional operating restrictions. If the Company is unable to recover a significant amount of its costs related to complying with climate change regulatory requirements imposed on Parex, it could have a material adverse impact on the business, financial condition and results of operations. In addition, significant restrictions on GHG emissions could result in decreased demand for the oil that the Company produces, with a resulting decrease in the value of the Company's reserves. Further, to the extent that financial markets view climate change and GHG emissions as a financial risk, this could negatively impact the Company's cost of or access to capital.

Climate Change Related Litigation

In recent years there has been an increase in climate change related litigation in various jurisdictions including Canada, the U.S., and internationally. Various claims have been asserted against energy producers, including the contributions of such energy producers to climate change, or alleged failure of such producers to reasonably manage business risks associated with climate change or adequately disclose business risks of climate change. While many of the climate change related actions are in preliminary stages of litigation, and in some cases, claimants asserted novel or unproven causes of action, there can be no assurance that legal, societal, scientific and political developments will not increase the likelihood of successful climate change related litigation against energy producers, including Parex. The outcome of any such litigation is uncertain and may materially impact Parex's business, financial condition or results of operations. Parex may also be subject to adverse publicity associated with such matters, which may negatively affect public perception and reputation, regardless of whether the Company is ultimately found responsible. Parex may be required to incur significant expenses or devote significant resources in defense against any such litigation.

Technology

Parex's business depends on, among other things, the availability and scalability of existing and emerging technologies to meet its goals, including ESG targets and goals. Limitations related to the development, adoption and success of these technologies could have a negative impact on long-term business resilience.

Demand and Commodity Prices

Full conservation measures, alternative fuel requirements, increasing consumer demand for alternatives to oil and natural gas, and technological advances in fuel economy and renewable energy generation devices could reduce the demand for oil and liquid hydrocarbons. Recently, certain jurisdictions have implemented policies or incentives to decrease the use of fossil fuels and encourage the use of renewable fuel alternatives, which may lessen the demand for petroleum products and put downward pressure on commodity prices. In addition, advancements in energy efficient products have a similar affect on the demand for oil and gas products. The Company cannot predict the impact of changing demand for oil and natural gas products, and any major changes may have a material adverse effect on the Company's business, financial condition, results of operations and funds flow provided by operations by decreasing the Company's profitability, increasing its costs, limiting its access to capital and decreasing the value of its assets.

Access to Capital and Insurance

Capital markets are adjusting to the risks that climate change poses and as a result, Parex's ability to access capital and secure necessary or prudent insurance coverage may also be adversely affected in the event that institutional investors, credit rating agencies, lenders and/or insurers adopt more restrictive decarbonization policies. Certain insurance companies have taken actions or announced policies to limit available coverage for companies which derive some or all of their revenue from the oil and gas sector. As a result of these policies, premiums and deductibles for some or all of the Company's insurance policies could increase substantially. In some instances, coverage may be reduced or become unavailable. As a result, Parex may not be able to renew existing policies, or procure other desirable insurance coverage, either on commercially reasonable terms, or at all. The future development of the business may be dependent upon the Company's ability to obtain additional capital, including debt and equity financing.

Changing Investor Sentiment

A number of factors, including the concerns of the effects of the use of fossil fuels on climate change, the impact of oil and gas operations on the environment, environmental damage relating to spills of petroleum products during transportation and indigenous rights, have affected certain investors' sentiments towards investing in the oil and gas industry. As a result of these concerns, some institutional, retail and public investors have announced that they no longer are willing to fund or invest in oil and gas properties or companies or are reducing the amount thereof over time. In addition, certain institutional investors are requesting that issuers develop and implement more robust social, environmental and governance policies and practices. Developing and implementing such policies and practices can involve significant costs and require a significant time commitment from the Board, management and employees of the Company. Failing to implement the policies and practices as requested by institutional investors may result in such investors reducing their investment in the Company or not investing in the Company at all. Any reduction in the investor base interested or willing to invest in the oil and gas industry and more specifically, the Company, may result in limiting the Company's access to capital, increasing the cost of capital, and decreasing the price and liquidity of Parex's common shares even if the Company's operating results, underlying asset values or prospects have not changed. Additionally, these factors, as well as other related factors, may cause a decrease in the value of the Company's assets which may result in an impairment charge.

Shareholder Activism

Shareholder activism has been increasing generally and in the energy industry. Investors may from time to time attempt to effect changes to Parex’s business or governance, with respect to climate change or otherwise, by means such as shareholder proposals, public campaigns, proxy solicitations or otherwise. Such actions could adversely impact the Company by distracting the Board and employees from core business operations, increasing advisory fees and related costs, interfering with the Company’s ability to successfully execute on strategic transactions and plans and provoking perceived uncertainty about the future direction of the business.

Climate Change – Physical Risks

Extreme climatic conditions may also have material adverse effects on Parex's financial condition and results of operations. Weather and climate affect demand, and therefore, the predictability of the demand for energy is affected to a large degree by the predictability of weather and climate. In addition, Parex's exploration, production and construction operations, and the operations of major customers and suppliers, can be affected by floods, forest fires, earthquakes, hurricanes, and other extreme weather events. This may result in cessation or diminishment of production, delay of exploration and development activities or delay of plant construction.

Climate change may increase the frequency of severe weather conditions in these locations including winds, flooding and variable temperatures.

Other crude oil and natural gas production activities are also subject to chronic physical risks such as a shorter timeframe for the Company's dry season drilling program, changes in the water table and reduced access to water due to drought conditions. A systemic change in temperature or precipitation patterns could result in more challenging conditions for the construction and reclamation activities and could reduce the availability of water due to the increasing likelihood of drought conditions.

Parex ESG Targets and Ambitions

Parex has set ambitious, achievable targets for ESG including eliminating flaring and reducing operational emissions. To achieve these goals and to respond to changing market demand, the Company may incur additional costs and invest in new technologies and innovation. It is possible that the return on these investments may be less than expected, which may have an adverse effect on the Company's business, financial condition and reputation.

ESG targets and ambitions depend significantly on the Company's ability to execute on current business strategy, which can be impacted by the numerous risks and uncertainties associated with the business and the industry in which Parex operates, as outlined in this section of this MD&A. Parex recognizes that the ability to adapt to and succeed in a lower-carbon economy will be compared against its peers. Investors and stakeholders increasingly compare companies based on ESG-related performance, including climate-related performance. Failure to achieve ESG targets and ambitions, or a perception among key stakeholders that the ESG targets and ambitions are insufficient or unattainable, could adversely affect the Company's reputation and ability to attract capital and insurance coverage.

There is also a risk that some or all of the expected benefits and opportunities of achieving the various ESG targets and ambitions may fail to materialize, may cost more to achieve or may not occur within the anticipated time periods. In addition, there are risks that the actions taken in implementing targets and ambitions relating to ESG may have a negative impact on the Company's existing business and increase capital expenditures, which could have a negative impact on the future operating and financial results.

GHG Emissions Targets and Ambitions

Parex has set a target to reduce operational Scope 1 and 2 GHG emissions by 50 percent by year-end 2030 from a 2019 baseline. Parex also has a long-term ambition to achieve net zero Scope 1 and 2 GHG emissions from operations by 2050. The ability to meet the 2030 GHG reduction target and 2050 net zero ambition are subject to numerous risks and uncertainties and actions taken in implementing such target and ambition may also expose the Company to certain additional and/or heightened financial and operational risks. Furthermore, the long-term ambition of reaching net zero emissions by 2050 is inherently less certain due to the longer timeframe and certain factors outside of the Company's control, including the commercial application of future technologies that may be necessary to achieve this long-term ambition.

A reduction in GHG emissions relies on, among other things, the ability to develop, access and implement commercially viable and scalable emission reduction strategies and related technology and products. If the Company is unable to implement these strategies and technologies as planned without negatively impacting expected operations or cost structures, or such strategies or technologies do not perform as expected, Parex may be unable to meet the 2030 GHG reduction target or 2050 net zero emissions ambition on the current timelines, or at all.

In addition, achieving the 2030 GHG reduction target and 2050 net zero ambition relies on a stable regulatory framework and will require capital expenditures and Company resources, with the potential that actual costs may differ from the original estimates and the differences may be material. Furthermore, the cost of investing in emissions-reduction technologies, and the resultant change in the deployment of resources and focus, could have a negative impact on future operating and financial results.

Diversity and Inclusion Target

The Company's inclusion and diversity target for the Board of Directors to have at least 30 percent representation from any one gender has been achieved since 2022. Efforts to continue to meet such target may increase the time and costs associated with appointing and replacing key personnel in the future. Further, a failure to achieve the target in the future may influence the Company's reputation with its stakeholders and impact recruitment initiatives.

Litigation

In the normal course of the Company's operations, it may become involved in, named as a party to, or be the subject of, various legal proceedings, including regulatory proceedings, tax proceedings and legal actions. Potential litigation may develop in relation to personal injuries (including resulting from exposure to hazardous substances, property damage, property taxes, land and access rights, environmental issues, including claims relating to contamination or natural resource damages and contract disputes). The outcome of outstanding, pending or future proceedings cannot be predicted with certainty and may be determined adversely to the Company and, as a result, could have a material adverse effect on the Company's assets, liabilities, business, financial condition and results of operations. Even if the Company prevails in any such legal proceedings, the proceedings could be costly and time-consuming and may divert the attention of management and key personnel from business operations, which could have an adverse effect on the Company's financial condition.

Information Technology Systems and Cyber-Security

The Company has become increasingly dependent upon the availability, capacity, reliability and security of its information technology infrastructure and its ability to expand and continually update this infrastructure, to conduct daily operations. The Company depends on various information technology systems to estimate reserve quantities, process and record financial data, manage its land base, manage financial resources, analyze seismic information, administer its contracts with its operators and lessees and communicate with employees and third-party partners.

Further, the Company is subject to a variety of information technology and system risks as a part of its operations, including potential breakdown, invasion, virus, cyber-attack, cyber-fraud, security breach, and destruction or interruption of the Company's information technology systems by third parties or insiders. Unauthorized access to these systems by employees or third parties could lead to corruption or exposure of confidential, fiduciary or proprietary information, interruption to communications or operations or disruption to the Company's business activities or its competitive position.

In addition, cyber phishing attempts, in which a malicious party attempts to obtain sensitive information such as usernames, passwords, and credit card details (and money) by disguising as a trustworthy entity in an electronic communication, have become more widespread and sophisticated in recent years. If the Company becomes a victim to a cyber phishing attack it could result in a loss or theft of the Company's financial resources or critical data and information or could result in a loss of control of the Company's technological infrastructure or financial resources. The Company's employees are often the targets of such cyber phishing attacks, as they are and will continue to be targeted by parties using fraudulent "spoof" emails to misappropriate information or to introduce viruses or other malware through "Trojan horse" programs to the Company's computers. These emails appear to be legitimate emails, but direct recipients to fake websites operated by the sender of the email or request recipients to send a password or other confidential information through email or to download malware.

The Company maintains policies and procedures that address and implement employee protocols with respect to electronic communications and electronic devices and conducts annual cyber-security risk assessments. The Company also employs encryption protection of its confidential information, all computers and other electronic devices. Despite the Company's efforts to mitigate such cyber phishing attacks through education and training, cyber phishing activities remain a serious problem that may damage its information technology infrastructure. The Company applies technical and process controls in line with industry-accepted standards to protect its information assets and systems including a written incident response plan for responding to a cyber-securities incident. However, these controls may not adequately prevent cyber-security breaches. Disruption of critical information technology services, or breaches of information security, could have a negative effect on the Company's performance and earnings, as well as on its reputation and any damages sustained may not be adequately covered by the Company's current insurance coverage, or at all. The significance of any such event is difficult to quantify, but may in certain circumstances be material and could have a material adverse effect on the Company's business, financial condition and results of operations.

Breach of Confidentiality

While discussing potential business relationships or other transactions with third parties, the Company may disclose confidential information relating to the business, operations or affairs of the Company. Although confidentiality agreements are generally signed by third parties prior to the disclosure of any confidential information, a breach could put the Company at competitive risk and may cause significant damage to its business. The harm to the Company's business from a breach of confidentiality cannot presently be quantified, but may be material and may not be compensable in damages. There is no assurance that, in the event of a breach of confidentiality, the Company will be able to obtain equitable remedies, such as injunctive relief, from a court of competent jurisdiction in a timely manner, if at all, in order to prevent or mitigate any damage to its business that such a breach of confidentiality may cause.

Dependence on Management

The Chief Executive Officer and the other senior officers of the Company are critical to its success. In the event of the departure of the Chief Executive Officer or another senior officer, the Company believes that it will be successful in attracting and retaining qualified successors, but there can be no assurance of such success.

If the Company is not successful in attracting and retaining qualified personnel, the efficiency of its operations could be affected, which could have a material adverse impact on the Company's future funds flow provided by operations, earnings, results of operations and financial condition. The Company strongly depends on the business and technical expertise of its management team and there is little possibility that this dependence will decrease in the near term.

Ability to Attract and Retain Qualified Personnel

Recruiting and retaining qualified personnel is critical to the Company's success. The number of persons skilled in the acquisition, exploration, development and operation of oil and gas properties in the jurisdictions in which the Company operates is limited, and competition for such persons is intense. As the Company's business activity grows, it will require additional key financial, administrative, technical and operations staff, as necessary. If Parex is not successful in attracting and training qualified personnel, the efficiency of its operations could be affected, which could have a material adverse impact on the Company's future funds flow provided by operations, net income, results of operations and financial condition.

Labour Relations

Parex operates in a country that has large state sponsored or majority owned oil and gas companies that have traditionally employed unionized personnel. From time to time, unions may attempt or threaten to disrupt field operations and crude oil transportation activities of their employers which may directly or indirectly effect the operations of Parex.

In addition, in the legislative field in Colombia, new labor legislation is expected to be enacted during 2024. The proposed law includes an 18-point reform to individual and collective labor legislation. Some of the changes cover areas such as: job stability and hiring modalities; outsourcing/subcontracting; parameters on the use of service contracts; apprenticeship contracts; workday length; decarbonization; work on digital platforms; informal and migrant work, among others. Parex cannot assure the contents of the final legislation or that it will not have an adverse effect on the Company's operations and financial condition.

Liquidity

The Company's ability to fund current and future capital projects and carry out the business plan is dependent on its ability to generate cash flow, as well as raise capital in a timely manner under favourable terms and conditions and is impacted by the Company's credit ratings and the condition of the capital and credit markets. In addition, changes in credit ratings may affect the ability to, and the associated costs of, entering into derivative or hedging transactions, as well as entering into and maintaining certain contracts with customers and suppliers on acceptable terms. For example, if Parex experiences a downgrade in its credit ratings, it may be required to post collateral, letters of credit, cash or other forms of security as financial assurance for its performance under certain contractual arrangements with third parties. The occurrence of any of the foregoing could adversely impact the Company's ability to execute portions of its business strategy, including hedging, and could have a material adverse effect on the Company's liquidity and capital position. Management of liquidity risk requires Parex to maintain sufficient cash and cash equivalents, along with other sources of capital consisting of cash flow from operating activities, available credit facilities, commercial paper, and access to debt capital markets, to meet its obligations as they become due.

Credit Facilities

The Company currently has a credit facility and the amount authorized thereunder is dependent on the borrowing base determined by its lenders. The Company is required to comply with covenants under its credit facility which may, in certain cases, include certain financial ratio tests, which from time to time either affect the availability, or price, of additional funding and in the event that the Company does not comply with these covenants, the Company's access to capital could be restricted or, if drawn, repayment could be required. Events beyond the Company's control may contribute to the failure of the Company to comply with such covenants. In addition, the Company's credit facility may impose operating and financial restrictions on the Company that could include restrictions on, the payment of dividends, repurchase or making of other distributions with respect to the Company's securities, incurring of additional indebtedness, the provision of guarantees, the assumption of loans, making of capital expenditures, entering into of amalgamations, mergers, take-over bids or disposition of assets, among others. The Company's lenders use the Company's reserves, commodity prices, applicable discount rate and other factors, to periodically determine the Company's borrowing base. While commodity prices have recently increased, they remain volatile as a result of various factors including actions taken to limit OPEC and non-OPEC production, the Russia - Ukraine war, the Israel - Palestine war, pandemics, and production by U.S. shale producers. Depressed commodity prices could reduce the Company's borrowing base, reducing the funds available to the Company under the credit facility. This could, if the credit facility is drawn, result in the requirement to repay a portion, or all, of the Company's indebtedness.

The Borrowing Base Under Parex's Revolving Credit Facility May be Reduced

The borrowing base under the Company's revolving Credit Facility is currently $200 million. Parex's borrowing base is re-determined by the lenders twice per year. The Company's borrowing base may decrease as a result of fluctuations in oil and natural gas prices, operating difficulties, declines in reserves, unforeseen increase cost, lack of sufficient lenders willing to participate in the facility and lending requirements or regulations.

Additional Funding

Depending on future exploration, development, acquisition and divestiture plans, Parex may require additional financing. The ability of Parex to arrange any such financing in the future will depend in part upon the prevailing capital market conditions, risk associated with the international operations, as well as the business performance of Parex. Periodic fluctuations in commodity prices may affect lending policies for potential future lenders. This in turn could limit growth prospects in the short run or may even require Parex to dedicate existing cash balances or funds flow provided operations, dispose of properties or raise new equity to continue operations under circumstances of declining energy prices, disappointing drilling results, or economic or political dislocation in foreign countries. There can be no assurance that Parex will be successful in its efforts to arrange additional financing on terms satisfactory to Parex. Due to the conditions in the oil and gas industry, global economic volatility, and that the Company operates in an emerging market country, the Company may from time to time have restricted access to capital and increased borrowing costs. If additional financing is raised by the issuance of shares from the treasury of Parex, control of Parex may change and shareholders may suffer additional dilution.

As a result of global economic and political volatility, the Company may from time to time have restricted access to capital and increased borrowing costs. Failure to obtain such financing on a timely basis could cause the Company to forfeit its interest in certain properties, forgo certain acquisition opportunities and reduce or terminate its operations. If the Company's revenues from its reserves decrease as a result of lower oil and natural gas prices or otherwise, it will affect the Company's ability to expend the necessary capital to replace its reserves or to maintain its production. To the extent that external sources of capital become limited, unavailable or available on onerous terms, the Company's ability to make capital investments and maintain existing assets may be impaired, and its assets, liabilities, business, financial condition and results of operations may be affected materially and adversely as a result. In addition, the future development of the Company's petroleum properties may require additional financing and there are no assurances that such financing will be available or, if available, will be available upon acceptable terms. Alternatively, any available financing may be highly dilutive to existing shareholders. Failure to obtain any financing necessary for the Company's capital expenditure plans may result in a delay in development or production on the Company's properties.

Issuance of Debt

From time to time, the Company may enter into transactions to acquire assets or shares of other entities. These transactions may be financed in whole or in part with debt, which may increase the Company's debt levels above industry standards for oil and natural gas companies of similar size. Depending on future exploration and development plans, the Company may require additional debt financing that may not be available or, if available, may not be available on favourable terms. Neither the Company's articles nor its bylaws limit the amount of indebtedness that the Company may incur. The level of the Company's indebtedness from time to time, could impair the Company's ability to obtain additional financing on a timely basis to take advantage of business opportunities that may arise.

Dilution

In order to finance future operations or acquisition opportunities, the Company may issue common shares or raise funds through the issuance of common shares or the issuance of debt instruments or securities convertible into common shares, which will be dilutive to Parex shareholders. The Company cannot predict the size of future issuances of common shares or the issuance of debt instruments or other securities convertible into common shares or the effect, if any, that future issuances and sales of the Company’s securities will have on the market price of Parex's common shares.

Third-Party Credit Risk

Parex may be exposed to third-party credit risk through its contractual arrangements with its current or future customers of its crude oil and natural gas sales and counterparties to the Company's derivative risk management contracts. In addition, Parex may be exposed to third-party credit risk from purchasers' of assets from Parex for various liabilities, including well abandonment and reclamation obligations assumed by the purchasers. If such third parties fail to meet their contractual obligations to Parex, such failures may have a material adverse effect on the Company's business, financial condition, results of operations, and prospects. The use of derivative risk management contracts involves the risk that the counterparties will be unable to meet the financial terms of such transactions. Parex is unable to predict changes in a counterparty's creditworthiness or ability to perform. Even if Parex accurately predicts the sudden changes, the Company's ability to negate this risk may be limited depending upon market conditions and the contractual terms of the agreements. During periods of declining commodity prices, the Company's derivative receivable positions generally increase, which increases the Company's counterparty credit exposure. Should any of such third parties be petitioned for bankruptcy, become insolvent or make a proposal or institute any proceedings relating to bankruptcy or insolvency, Parex may be unable to collect all or a portion of any money owing from such parties. Any of these factors could materially adversely affect the Company's financial and operational results.

Variations in Foreign Exchange Rates

The Company’s main exposure to foreign currency risk relates to the pricing of foreign currency denominated in Cdn and COP, as the Company’s functional currency is the USD. The Company has exposure in Colombia and Canada on costs, such as capital expenditures, local wages, royalties and income taxes, all of which may be denominated in local currencies.

The USD/COP exchange rate has fluctuated significantly during the last several years. Given the effects of rising inflation, increasing interest rates in the U.S. and Colombia, different global growth perspectives, pandemics, political tensions in the world's largest economies, current and expected crude oil prices in the next few years and political uncertainty in Colombia, there is no clear view of how the USD and the COP will behave in the medium to long-term. Continued market volatility is expected to continue to lead to USD fluctuations that will remain difficult to forecast.

Inflation and Cost Management

A failure to secure the services and equipment necessary to the Company's operations for the expected price, on the expected timeline, or at all, may have an adverse effect on the Company's financial performance and cash flows. The Company's operating costs could escalate and become uncompetitive due to supply chain disruptions, inflationary cost pressures, equipment limitations, escalating supply costs, commodity prices, and additional government intervention through stimulus spending or additional regulations. The Company's inability to manage costs may impact project returns and future development decisions, which could have a material adverse effect on its financial performance and cash flows.

The cost or availability of oil and gas field equipment may adversely affect the Company's ability to undertake exploration, development and construction projects. The oil and gas industry is cyclical in nature and is prone to shortages of supply of equipment and services including drilling rigs, geological and geophysical services, engineering and construction services, major equipment items for infrastructure projects and construction materials generally. These materials and services may not be available when required at reasonable prices. A failure to secure the services and equipment necessary to the Company's operations for the expected price, on the expected timeline, or at all, may have an adverse effect on the Company's financial performance and cash flows.

Rising Interest Rates

Many central banks including the Bank of Canada, the Bank of Colombia and U.S. Federal Reserve have taken steps to raise interest rates in an attempt to combat inflation. The increase in borrowing costs may impact project returns and future development decisions, which could have a material adverse effect on the Company's financial performance and cash flows. If market interest rates continue to rise, the Company's financing expenses could increase and the cost of capital will deteriorate, which could have an adverse effect on the Company's ability to execute certain projects, results of operations and financial condition. Finally, if Parex incurs new debt in the future to fund working capital, capital projects or acquisitions, the prevailing interest rates and spreads at any specific time could be less favorable in terms of cost, which could adversely affect the Company's financial condition and results of operations.

Rising interest rates could also result in a recession in Canada, Colombia, the United States or other countries. A recession may have a negative impact on demand for crude oil and natural gas, causing a decrease in commodity prices.

Insurance and Security

Parex maintains insurance coverage as part of its risk management program. However, such insurance may not provide comprehensive coverage in all circumstances, nor are all such risks insurable. Parex self-insures some risks, and its insurance coverage does not cover all the costs arising out of the allocation of liabilities and risk of loss arising from the Company's operations.

The Company's insurance policies are generally renewed on an annual basis and, depending on factors such as market conditions, the premiums, policy limits and/or deductibles for certain insurance policies can vary substantially. In some instances, certain insurance may become unavailable or available only for reduced amounts of coverage. Significantly increased costs could lead Parex to decide to reduce or possibly eliminate, coverage. In addition, insurance is purchased from a number of third-party insurers, often in layered insurance arrangements, some of whom may discontinue providing insurance coverage for their own policy or strategic reasons. Should any of these insurers refuse to continue to provide insurance coverage, the Company's overall risk exposure could be increased and Parex could incur significant costs.

Colombia has a publicized history of security problems. The Company and its personnel are subject to these risks, but through effective security and social programs, Parex believes these risks can be effectively managed. The Company maintains insurance in an amount that it considers adequate and consistent with industry practice and its operations, however, it is difficult to obtain insurance coverage to protect against terrorist incidents and, as a result, the Company's insurance program excludes this coverage. Consequently, incidents like this in the future could have a material adverse impact on the Company's operations.

Market Price of Common Shares

The trading price of securities of oil and natural gas issuers is subject to substantial volatility often based on factors related and unrelated to the financial performance or prospects of the issuers involved. Factors unrelated to the Company's performance could include macroeconomic developments nationally, within North America or globally, domestic and global commodity prices or current perceptions of the oil and gas market. In recent years, the volatility of commodities has increased, in part, due to the implementation of computerized trading and the decrease of discretionary commodity trading. In addition, in certain jurisdictions institutions, including government sponsored entities, have determined to decrease their ownership in oil and gas entities which may impact the liquidity of certain securities and put downward pressure on the trading price of those securities. Similarly, the market price of Parex's common shares could be subject to significant fluctuations in response to variations in the Company's operating results, financial condition, liquidity and other internal factors. Accordingly, the price at which the Parex's common shares will trade cannot be accurately predicted.

Risk Management of Commodity Prices or Currency

From time to time, the Company may enter into agreements to receive fixed prices on its oil and natural gas production to offset the risk of revenue losses if commodity prices decline. However, to the extent that the Company engages in price risk management activities to protect itself from commodity price declines, it may also be prevented from realizing the full benefits of price increases above the levels of the derivative instruments used to manage price risk. In addition, the Company's risk management arrangements may expose itself to the risk of financial loss in certain circumstances, including instances where: production falls short of the hedged volumes or prices fall significantly lower than projected; a widening of price-basis differentials between delivery points for production and the delivery point assumed in the risk management arrangement; the counterparties to the risk management arrangements or other price risk management contracts fail to perform under those arrangements; or a sudden unexpected event materially impacts oil and natural gas prices. The Company may also enter into agreements to receive currencies at a fixed price or fix interest rates of floating rate-based debt. Therefore, similar to commodity price risk management, there are risks associated with any currency or interest rate swap, or commodity derivative agreement.

Purchase of Securities under the NCIB

Any potential purchase of Parex securities by the Company under the NCIB is at the discretion of the Board, and is dependent upon, among other things, cash flow, results of operations, financial condition of the Company, the need for funds to finance ongoing operations and other considerations, as the Board of Directors considers relevant.

Dividends

Regular and special dividends are not guaranteed and could fluctuate with the performance of the Company and its subsidiaries. The Board of Directors has the discretion to determine the amount of dividends to be declared and paid to shareholders each quarter. In determining the level of dividends, the Board of Directors will take into consideration numerous factors, including current and expected future levels of earnings; cash flow from operating activities; income taxes; capital expenditures; working capital requirements; current and potential future environmental liabilities; the impact of interest rates and/or foreign exchange rates; crude oil prices; the need for funds to finance ongoing operations and other considerations, as the Board of Directors considers to be relevant. Dividends may be increased, reduced, suspended or eliminated entirely depending on the Company’s operations and the performance of its assets and businesses.

Cost of New Technologies

The petroleum industry is characterized by rapid and significant technological advancements and introductions of new products and services utilizing new technologies. Other oil companies may have greater financial, technical and personnel resources that provides technological advantages and may in the future allow them to implement new technologies before the Company. There can be no assurance that the Company will be able to respond to such competitive pressures and implement such technologies on a timely basis or at an acceptable cost. If the Company does implement such technologies, there is no assurance that the Company will do so successfully. One or more of the technologies currently utilized by the Company or implemented in the future may become obsolete. In such case, the Company's business, financial condition and results of operations could be affected adversely and materially. If the Company is unable to utilize the most advanced commercially available technology, or is unsuccessful in implementing certain technologies its business, financial condition and results of operations could also be adversely affected, potentially in a material way.

Earnings of the Company

The Company's accounting policies conform to IFRS which constitutes generally accepted accounting principles in Canada. Accounting under IFRS may result in non-cash charges and /or write-downs of net assets in the financial statements on a quarterly basis. Similarly, non-cash gains and reversals of asset write-downs may also be recorded from time-to-time. Income statement volatility resulting from such non-cash gains and losses under IFRS may be viewed unfavorably by the market and could result in an inability to borrow funds and/or could result in a decline in the price of the common shares.

Accounting Adjustments

The presentation of financial information in accordance with IFRS requires that management apply certain accounting policies and make certain estimates and assumptions which affect reported amounts in the Company's consolidated financial statements. The accounting policies may result in non-cash charges to net income and write-downs of net assets in the consolidated financial statements. Such non-cash charges and write-downs may be viewed unfavorably by the market and may result in an inability to borrow funds and/or may result in a decline in the price of the Company's common shares.

Lower oil and gas prices may increase the risk of write-downs of Parex's oil and gas property investments. Under IFRS, property, plant and equipment costs are aggregated into groups known as CGUs for impairment testing. CGUs are reviewed for indicators that the carrying value of the CGU may exceed its recoverable amount. If an indication of impairment exists, the CGU's recoverable amount is then estimated. A CGU's recoverable amount is defined as the higher of the fair value less costs to sell and its value in use. If the carrying amount exceeds its recoverable amount an impairment loss is recorded to comprehensive net income in the period to reduce the carrying value of the CGU to its recoverable amount. While these impairment losses would not affect funds flow provided by operations, the charge to comprehensive net income could be viewed unfavourably in the market.

Cash from Subsidiaries

The Company's ability to obtain cash from its foreign subsidiaries may be restricted. The Company currently conducts all of its operations through its foreign subsidiaries and foreign branches. Therefore, the Company will be dependent on the funds flow provided by the operations of these subsidiaries to meet its obligations and/or pay any future dividends. The ability of its subsidiaries to make payments to the Company may be constrained by, among other things: the level of taxation, particularly corporate profits and withholding taxes, in the jurisdictions in which it operates; the introduction of exchange controls or repatriation restrictions or the availability of hard currency to be repatriated; and contractual restrictions with third parties. Currently, there are no restrictions on the repatriation from Colombia of earnings to foreign entities; however, there can be no assurance that restrictions on repatriation of earnings from Colombia will not be imposed in the future.

Potential Conflicts of Interest

There are potential conflicts of interest to which some of the directors and officers of the Company will be subject in connection with the operations of the Company. Some of the directors and officers are engaged and will continue to be engaged in the search for oil and natural gas interests on their own behalf and on behalf of other corporations, and situations may arise where the directors and officers will be in direct competition with the Company. Conflicts of interest, if any, which arise will be subject to and be governed by procedures prescribed by the Business Corporation Act (Alberta) ("ABCA") which require a director or officer of a corporation who is a party to or is a director or an officer of or has a material interest in any person who is a party to a material contract or proposed material contract with the Company, to disclose his interest and to refrain from voting on any matter in respect of such contract unless otherwise permitted under the ABCA.

Internal Controls

Effective internal controls are necessary for the Company to provide reliable financial reports and to help prevent fraud. Although the Company will undertake a number of procedures in order to help ensure the reliability of its financial reports, including those imposed on it under Canadian securities laws, the Company cannot be certain that such measures will ensure that the Company will maintain adequate control over financial processes and reporting. Based on their inherent limitations, disclosure controls and procedures and internal controls over financial reporting may not prevent or detect misstatements, and even those controls determined to be effective can only provide reasonable assurance with respect to financial statement preparation and presentation. Failure to implement required new or improved controls, or difficulties encountered in their implementation, could harm the Company's results of operations or cause it to fail to meet its reporting obligations. If the Company or its independent auditors discover a material weakness, the disclosure of that fact, even if quickly remedied, could reduce the market's confidence in the Company's financial statements and harm the trading price of the Common Shares.

Forward-Looking Statements May Prove Inaccurate

Shareholders and investor are cautioned not to place undue reliance on forward-looking statements and other future looking financial information. By their nature, forward-looking statements and information involve numerous assumptions, known and unknown risks and uncertainties, of both a general and specific nature, that could cause actual results to differ materially from those suggested by the forward-looking statements or information or contribute to the possibility that predictions, forecasts or projections will prove to be materially inaccurate.

Additional information on the risks, assumptions and uncertainties are found under the heading "Advisory on Forward Looking Statements" of this MD&A.

Internal Controls over Financial Reporting

Disclosure controls and procedures ("DC&P"), as defined in National Instrument 52-109 *Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings*, are designed to provide reasonable assurance that information required to be disclosed in annual filings, interim filings or other reports filed, or submitted by the Company under securities legislation authorities is recorded, processed, summarized and reported within the time periods specified in the securities legislation and include controls and procedures designed to ensure that information required to be disclosed by the Company in its annual filings, interim filings or other reports filed or submitted under securities legislation is accumulated and communicated to the Company's management, including the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, as appropriate, to allow timely decisions regarding required disclosure. The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer of Parex evaluated the effectiveness of the design and operation of the Company's DC&P. Based on that evaluation, the Chief Executive Officer and Chief Financial Officer concluded Parex DC&P were effective as at December 31, 2023.

Internal control over financial reporting ("ICFR"), as defined in National Instrument 52-109, includes those policies and procedures that:

1) Pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect transactions and dispositions of assets of Parex;
2) Are designed to provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles and that receipts and expenditures of Parex are being made in accordance with authorizations of management and Directors of Parex; and
3) Are designed to provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the Company's assets that could have a material effect on the annual financial statements or interim financial reports.

The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer are responsible for establishing and maintaining ICFR for Parex. They have, as at the financial year ended December 31, 2023, designed ICFR, or caused it to be designed under their supervision, to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with IFRS. The control framework Parex officers used to design the Company's ICFR is the 2013 Internal Control - Integrated Framework ("COSO Framework") published by The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Under the supervision of the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, Parex conducted an evaluation of the effectiveness of the Company's ICFR as at December 31, 2023 based on the COSO Framework. Based on this evaluation, the officers concluded that as of December 31, 2023, Parex maintained effective ICFR. It should be noted that while Parex officers believe that the Company's controls provide a reasonable level of assurance with regard to their effectiveness, they do not expect that the DC&P and ICFR will prevent all errors and fraud. A control system, no matter how well conceived or operated, can provide only reasonable, but not absolute, assurance that the objectives of the control system are met.

There were no changes in Parex's ICFR during the year ended December 31, 2023 that materially affected, or are reasonably likely to materially affect, the Company's ICFR.

Off-Balance-Sheet Arrangements

The Company did not enter into any off-balance-sheet arrangements during the twelve months ended December 31, 2023 other than normal course guarantees entered into in the form of letters of credit to support the exploration work commitments on its blocks. For further information refer to "Contractual Obligations, Commitments and Guarantees" section above and note 26 - Commitments and Contingencies in the audited consolidated financial statements.

Financial Instruments and Other Instruments

The Company's non-derivative financial instruments recognized in the consolidated balance sheet consist of cash and cash equivalents, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity.

Related Party Transactions

Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

		2023		2022
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**5,448**	$	4,972
Equity settled share-based compensation		**637**		709
Cash settled share-based compensation		**5,841**		7,984
	$	**11,926**	$	13,665

Other related party transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2023 and 2022.

Material Accounting Policies

Refer to note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements for a summary of significant accounting policies applied by the Company.

Significant Accounting Estimates

The preparation of consolidated financial statements in accordance with IFRS requires management to make significant judgments, assumptions and estimates that affect the financial results of the Company. The following discussion outlines the accounting policies and practices involving the use of estimates that the Company believes are critical in determining Parex's financial results.

Oil and natural gas reserves

The Company retains qualified independent reserves evaluators to evaluate the Company's proved and probable oil and natural gas reserves. As at December 31, 2023 and in prior periods, Parex's reserves were evaluated by GLJ Ltd., who are a firm of qualified independent reserves evaluators. The evaluation was conducted in accordance with the COGE handbook and NI 51-101. The Operations and Reserves Committee of the Company's Board of Directors is comprised of independent directors whose mandate is to steward the reserves evaluation process.

The estimation of reserves involves the exercise of judgment. Forecasts are based on engineering data, expected rates of production and the timing of future capital expenditures, all of which are subject to major uncertainties and interpretations. The Company expects that over time its reserve estimates will be revised upward or downward based on updated information such as the results of future drilling, testing and production levels. Reserve estimates can have a significant impact on net income, as they are a key component in the calculation of DD&A and for determining potential asset impairment. A downward revision in reserves estimates or an increase in estimated future development costs could result in the recognition of a higher DD&A charge to net income.

Oil and natural gas assets (development and producing costs) are aggregated into CGUs based on their ability to generate largely independent cash flows. If the carrying value of the CGU exceeds the recoverable amount, the CGU is written down with an impairment recognized in net income. The recoverable amount of an asset or CGU is the greater of its fair value less costs to sell and its value in use. Fair value less costs to sell may be determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of impairments charged to net income.

Reversals of impairments are recognized when there has been a subsequent increase in the recoverable amount. In this event, the carrying amount of the asset or CGU is increased to its revised recoverable amount with an impairment reversal recognized in net income.

Decommissioning and Environmental Liabilities

The Company is required to recognize a liability for future dismantling, decommissioning, environmental, abandoning and site disturbance remediation costs associated with the Company's oil and natural gas properties in accordance with existing laws, contracts or other policies. The fair value of the estimated decommissioning and environmental liability is recorded as a long-term liability, with a corresponding increase in the carrying amount of the related long-lived asset, which is depleted on a unit-of-production basis over the life of the reserves. The liability is adjusted each reporting period to reflect the passage of time, with the accretion charged to net income, and for revisions to the estimated future cash flows. Actual costs incurred upon settlement of the obligations are charged against the liability.

Decommissioning and environmental liabilities are determined by using management's best estimate of costs, taking into account the anticipated method and extent of restoration consistent with legal requirements, technological advances, industry practices and the possible use of the site. Since these estimates are specific to the sites involved, there are many individual assumptions underlying the Company's total decommissioning and environmental liability. These individual assumptions can be subject to change based on experience. Restoration technologies and costs are constantly changing, as are regulatory, political, environmental, safety and public relations considerations. The Company estimates future decommissioning and environmental costs based on current estimates adjusted for inflation. This estimate for inflation is also subject to management uncertainty.

Current and Deferred tax

The Company follows the liability method of accounting for income taxes. Under this method, future tax assets and liabilities are determined based on differences between the financial reporting and tax basis of assets and liabilities and are measured using substantially enacted tax rates and laws that will be in effect when the differences are expected to reverse. The effect of a change in income tax rates on deferred tax liabilities and assets is recognized in net income in the period that the change occurs. Deferred tax assets are only recognized to the extent that it is probable that sufficient future taxable income will be available in the applicable jurisdiction to allow the deferred tax assets to be realized.

The determination of the Company's income and other tax liabilities requires interpretation of complex laws and regulations from multiple jurisdictions. Rates are also affected by legislative changes. All tax filings are subject to audit and potential reassessment after the lapse of considerable time. Accordingly, the actual income tax liability may differ significantly from that estimated and recorded in the financial statements. Estimates of current income tax for interim periods are also subject to additional uncertainty. A variety of factors cannot be known until year-end and, therefore, estimates are used for interim period current tax provisions.

Share-Based Compensation

The Company records stock-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option is calculated at the grant date, and expensed equally over the vesting term of the option. The Company records the cumulative stock-based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated stock-based compensation for the exercised option. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital.

The determination of stock-based compensation expense is based on assumptions regarding stock volatility, risk-free interest rates and the expected life of the options. These assumptions, by their nature, are subject to measurement uncertainty.

The fair value of a CRSU is calculated using the market price of Parex shares on the date of issuance, and expensed over the vesting period of the CRSU.

In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

PSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to PSUs eligible to vest at the end of the performance period. The expense recognized over the vesting period of PSUs is the fair value of the PSUs with an estimated adjustment factor.

The fair value of a DSU is calculated using the market price of Parex shares on the date of issuance, and expensed immediately. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

Obligations for payments of cash under the CosRSUs and CosPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date.

Goodwill

Goodwill represents the excess of purchase price over fair value of net assets acquired, and is assessed for impairment annually at December 31 of each year. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, or groups of CGUs, that are expected to benefit from the acquisition and is tested as described in the Company's impairment policy. The recoverable amount of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

Value in use is determined by estimating the present value of the future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of a goodwill impairment charge to net earnings.

These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, expected production volumes, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. Changes in assumptions used in determining the recoverable amount could affect the carrying value of the related assets and CGUs.

Derivative liabilities

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair value is based on quoted market price where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

Legal, Environmental Remediation and other Contingent Matters

In respect of these matters, the Company is required to determine both whether a loss is probable based on judgment and interpretation of laws and regulations and if such a loss can reasonably be estimated. When any such loss is determined, it is charged to net income. Management continually monitors known and potential contingent matters and makes appropriate provisions by charges to net income when warranted by circumstances.

DIRECTORS

Wayne Foo
Chairman of the Board

Robert Engbloom
Lead Director

Lynn Azar

Lisa Colnett

Sigmund Cornelius

G.R. (Bob) MacDougall

Glenn McNamara

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

OFFICERS & SENIOR EXECUTIVES

Imad Mohsen
President & Chief Executive Officer

Daniel Ferreiro
President & Country Manager, Parex Resources Colombia

Sanjay Bishnoi
Chief Financial Officer & Corporate Secretary

Eric Furlan
Chief Operating Officer

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Joshua Share
Sr. Vice President, Corporate Services

Katie Bernard
Vice President, New Ventures

CORPORATE HEADQUARTERS

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue S.W.,
Calgary, Alberta, Canada T2P 1G1

Tel: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OPERATING OFFICES

Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A,
Bogotá, Colombia

Tel: 571-629-1716
Fax: 571-629-1786

AUDITORS

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

LEGAL COUNSEL

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

TRANSFER AGENT AND REGISTRAR

Computershare Trust Company of Canada
Calgary, Alberta

RESERVES EVALUATORS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

INVESTOR RELATIONS

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Tel: 403-517-1733

Steven Eirich
Investor Relations & Communications Advisor

Tel: 587-293-3286

E-mail: investor.relations@parexresources.com

Website: www.parexresources.com

ABBREVIATIONS

Oil and Natural Gas Liquids	
bbl(s)	barrel(s)
mbbls	one thousand barrels
bbl(s)/d	barrels of oil per day
BOE or boe	barrel of oil equivalent, using the conversion factor of 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barrels of oil equivalent per day
mcf	thousand cubic feet
mcf/d	thousand cubic feet per day

Other	
WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
kms	Kilometres
FFO	Funds flow provided by operations

"BOEs" may be misleading, particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of six thousand cubic feet of natural gas to one barrel of oil equivalent (6 mcf: 1 bbl) is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

PAREX RESOURCES

ESTADOS FINANCIEROS PARA EL AÑO QUE TERMINA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

INFORME GERENCIAL

La Gerencia es responsable de la confiabilidad e integridad de los estados financieros consolidados, las notas a los estados financieros consolidados y demás información financiera presentada en otros apartes de este informe anual.

Estos estados financieros consolidados fueron preparados por la gerencia de acuerdo con las Normas Internacionales de Informes Financieros, según lo emitido por la Junta de Estándares Contables Internacionales ("Normas Contables NIIF"). Como la determinación precisa de muchos activos y pasivos depende de los eventos futuros, la preparación oportuna de los estados financieros exige que la gerencia realice estimados y supuestos y haga uso de su juicio. Cuando existen métodos contables alternos, la gerencia selecciona aquellos que considera los más adecuados para las circunstancias.

PricewaterhouseCoopers LLP fue nombrada por los accionistas de la Compañía para expresar un dictamen de auditoría sobre los estados financieros consolidados. Su análisis incluye las pruebas y procedimiento, según se consideran necesarios para obtener garantía razonable para determinar si los estados financieros consolidados se encuentran libres de tergiversaciones materiales.

La Junta Directiva es responsable de supervisar que la gerencia cumpla con sus responsabilidades de reportes financieros y control interno. La Junta ejerce esta responsabilidad a través del Comité Financiero y de Auditoría. El Comité Financiero y de Auditoría recomienda el nombramiento de auditores externos a la Junta, evalúa su independencia y aprueba sus cargos. El Comité de Finanzas y Auditoría se reúne regularmente con la gerencia y los auditores externos para supervisar que las responsabilidades de la gerencia se descarguen adecuadamente para revisar los estados financieros consolidados y recomendar que los mismos se presenten a la junta para aprobación. Los auditores externos tienen acceso pleno y restringido al Comité de Financiero y de Auditoría para discutir su auditoría y sus hallazgos.

"Firmado"	"Firmado"
Imad Mohsen	Sanjay Bishnoi
Presidente y Director Ejecutivo	Director Financiero

29 de febrero de 2024

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ - COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Informe del auditor independiente

Para los Accionistas de Parex Resources Inc.

Nuestra opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan de manera justa, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de Parex Resources Inc. y sus subsidiarias (en conjunto, la Compañía) a 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022 y su desempeño financiero, al igual que sus flujos de caja para los años que terminan en ese entonces, de acuerdo con los Estándares de Presentación de Informes Financieros Internacionales emitidos por la Junta de Normas Internacionales (Normas Contables NIIF).

Lo que auditamos
Los estados financieros consolidados de la Compañía constan de:

- los balances consolidados a 31 de diciembre de 2023 y 2022;
- los estados consolidados de ingresos integrales de los años que terminan en ese entonces;
- los estados consolidados de cambios en patrimonio de los años que terminan en ese entonces;
- los estados consolidados de flujos de caja de los años que terminan en ese entonces; y
- las notas a los estados financieros consolidados, que incluyen información de las políticas contables significativas y demás información explicatoria.

Bases para el dictamen

Realizamos nuestras auditorías conforme a los estándares de auditoría generalmente aceptados en Canadá. Nuestras responsabilidades bajo dichas normas se describen con más detalle en la sección *responsabilidades del Auditor por la auditoría de la sección de los Estados Financieros Consolidados* de nuestro informe.

Consideramos que la evidencia de auditoría que obtuvimos es suficiente y adecuada para ofrecer la base de nuestro dictamen.

Independencia

Somos independientes de la Compañía de conformidad con los requisitos éticos pertinentes para nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Canadá. Hemos cumplido nuestras demás responsabilidades éticas de acuerdo con estos requisitos.

Asuntos clave de auditoría

Los asuntos clave de auditoría son aquellas asuntos que, a nuestro juicio profesional, han sido más significativos en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados correspondientes para el tamaño que termina el 31 de diciembre de 2023. Estos asuntos se abordaron en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y al establecer nuestra opinión al respecto, y no brindamos una opinión separada sobre estos asuntos.

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canadá, T2P 5L3
T: +1 403 509 7500, F: +1 403 781 1825, ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers LLP, una sociedad de responsabilidad limitada de Ontario.

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Asunto clave de auditoría	Cómo abordó nuestra auditoría el asunto clave de la auditoría

El impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la propiedad planta y equipos netos (PP&E)
 	
Véase la nota 2 - Bases de elaboración, estimaciones y juicios contables significativos, la nota 3 - Resumen de políticas contables significativas, la nota 4 - Determinación de valores razonables y la nota 8 - Propiedad, planta y equipo de los estados financieros consolidados.
 	
La Compañía dispone de $1.338 millones de PP&E netos a 31 de diciembre de 2023. Los gastos de agotamiento, depreciación y amortización (DD&A) ascendieron a $194 millones en año finalizado en ese entonces.
 	
La PP&E dentro de cada unidad de generación de efectivo (CGU) se agota utilizando el método de unidad de producción con base en reservas comprobadas más probables que incluyen precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen costos futuros estimados a incurrirse en reservas en desarrollo comprobadas más probables. Los costos de proyectos mayores de desarrollo se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que se encuentren disponibles para uso. Las reservas probadas más probables son elaboradas por evaluadores de reservas calificados independientes de la Compañía (expertos de la gerencia).
 	
Para efectos de pruebas de deterioro, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que genera influjo de efectivo del uso continuo, independiente en gran medida de los influjos de efectivo de otros activos o grupos de activos. El valor neto en libros de los activos a largo plazo de la Compañía se revisa en cada fecha de reporte para determinar si hay cualquier indicio de deterioro. Si existe indicio de deterioro, la gerencia estima el valor recuperable del activo. La pérdida por deterioro se reconoce si el monto en libros de un activo o de su CGU supera el monto recuperable estimado. El valor razonable menos el costo de enajenación (FVLCD) se basa en la información de mercado disponible, cuando procede. En ausencia de dicha información, el FVLCD se determina utilizando los flujos de caja netos futuros con descuento, después de impuestos, de las reservas comprobadas más probables, utilizando los precios y costos de proyección
	Nuestro enfoque para abordar el asunto incluyó, entre otros, los siguientes procedimientos:
	
	• Se comprobó cómo la gerencia determinó el importe recuperable para la CGU Boranda/Fortuna y el gasto DD&A para cada una de las CGU, lo que incluía lo siguiente:
	
	  ▪ Evaluación de la idoneidad del método utilizado por la gerencia para realizar estos estimados.
	
	  ▪ Se han comprobado los datos utilizados para determinar estos estimados.
	
	  ▪ Evaluado el carácter razonable de las hipótesis utilizadas para desarrollar los estimados subyacentes:
	
	  ○ Las reservas comprobadas más probables, los costos futuros de desarrollo y los costos operativos considerando el rendimiento pasado de cada CGU significativa, y si estas hipótesis eran coherentes con las pruebas obtenidas en otras áreas de la auditoría.
	
	  ○ Los precios futuros de los productos de consumo, comparando esas proyecciones con las de otros terceros acreditados del sector.
	
	  ○ El tipo de descuento determinando si es coherente con las pruebas obtenidas.
	
	  ▪ Se han recalculado las tasas unitarias de producción utilizadas para calcular el gasto DD&A de cada una de las CGU de la Compañía.
	
	• En la realización de los procedimientos se utilizó el trabajo de los expertos de la gerencia para evaluar la razonabilidad de las reservas probadas más probables utilizadas para determinar el gasto de DD&A y el valor recuperable de la.
	
	CGU Boranda/Fortuna. Como base para utilizar este trabajo, se evaluaron la competencia, las capacidades y la objetividad de los expertos de la gerencia, se

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

preparados por los evaluadores de reservas calificados externos de la Compañía (expertos gerenciales).

Se identificó un indicio de deterioro para la CGU Boranda/Fortuna a 31 de diciembre de 2023 y se realizó una prueba de deterioro. La Compañía determinó que el valor en libros de la CGU Boranda/Fortuna excedía su valor recuperable y se registró un deterioro de $60 millones. El valor recuperable se estimó utilizando el valor razonable, menos el costo de enajenación. Al 31 de diciembre de 2023, no había indicios de deterioro, o indicios que requirieran una reversión de deterioros previamente registrados para las CGU restantes. La determinación del valor recuperable de una CGU o de un activo individual requiere el uso de estimaciones e hipótesis, que están sujetas a cambios a medida que se dispone de nueva información. Los cambios en los estimados de reservas afectan los resultados financieros de la Compañía, ya que se utilizan las reservas y los costos estimados de desarrollo futuro para calcular el agotamiento y también en la medición del valor razonable menos los costos de enajenación de la propiedad, planta y equipos para los cálculos de deterioro.

Hemos determinado que se trata de una cuestión clave de auditoría debido a (i) los importantes juicios realizados por la gerencia, incluido el recurso a expertos de la gerencia, al desarrollar los flujos de tesorería netos previstos después de impuestos para determinar el valor recuperable y las reservas probadas más probables de petróleo y gas natural; y (ii) un alto grado de juicio, subjetividad y esfuerzo por parte del auditor al realizar los procedimientos relativos a las hipótesis significativas.

comprendió el trabajo realizado y se evaluó la idoneidad del trabajo como prueba de auditoría. Los procedimientos aplicados también incluyeron la evaluación de los métodos e hipótesis utilizados por los expertos de la gerencia, pruebas de los datos utilizados por los expertos de la gerencia y una evaluación de sus conclusiones.

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

pwc

Otra información

La gerencia es responsable del resto de la información. El resto de la información consta del Debate y Análisis de la Gerencia.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no abarca la otra información y no expresamos ningún tipo de conclusión de fiabilidad al respecto.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidado, nuestra responsabilidad es leer la otra información identificada arriba y, al hacerlo, considerar si la otra información es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o nuestro conocimiento obtenido en la auditoría, o si parece estar tergiversada materialmente.

Si, de acuerdo con el trabajo que hemos realizado, concluimos que hay una declaración equivocada material de esta otra información, estamos obligados a informar ese hecho. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades de la gerencia y de los responsables del gobierno corporativo en relación con los estados financieros consolidados

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación justa de los estados financieros consolidados, de acuerdo con las Normas Contables NIIF y para el control interno que la gerencia considere necesario para facilitar la preparación de estados financieros consolidados libres de tergiversaciones materiales, ya sea por fraude o por error.

Al preparar los estados financieros consolidados, la gerencia es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía para continuar como Compañía en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Compañía en funcionamiento y utilizando el principio contable de Compañía en funcionamiento a menos que la gerencia tenga la intención de liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista que hacerlo.

Los encargados de la gobernanza son responsables de supervisar el proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor para la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una garantía razonable acerca de si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección material, ya sea por fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestro dictamen. El aseguramiento razonable es un alto nivel de aseguramiento, pero no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá siempre detecte una tergiversación material cuando existe. Las declaraciones equivocadas pueden surgir de un fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o en conjunto, se podría esperar razonablemente que

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

influyan en las decisiones económicas de los usuarios tomadas sobre la base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos un escepticismo profesional durante toda la auditoría. Nosotros también:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de tergiversación material en los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error, diseñamos y ejecutamos procedimientos de auditoría que respondan a esos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría que sea suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una tergiversación material de importancia relativa resultante de un fraude es mayor que el de una derivada de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionales, tergiversaciones o la invalidación del control interno.

- Obtenemos un conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía.

- Evaluamos la idoneidad de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de los estimados contables y las revelaciones relacionadas realizadas por la gerencia.

- Concluimos sobre la idoneidad del uso por parte de la gerencia de la base contable de compañía en funcionamiento y, sobre la base de la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan arrojar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como una Compañía en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre material, estamos obligados a llamar la atención en nuestro informe de auditoría a las revelaciones relacionadas en los estados financieros consolidados o, si tales revelaciones son inadecuadas, a modificar nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, eventos o condiciones futuros pueden hacer que la Compañía deje de ser una Compañía en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluidas las revelaciones, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y los eventos subyacentes, de modo que se logre una presentación justa.

- Obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada sobre la información financiera de las entidades o actividades comerciales dentro de la Compañía para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y ejecución de la auditoría del grupo. Seguimos siendo los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los encargados del gobierno corporativo en relación, entre otros asuntos, con el alcance planificado y la oportunidad de la auditoría y los hallazgos importantes de la auditoría, incluida cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifiquemos durante nuestra auditoría.

También proporcionamos a los encargados de la gobernanza una declaración de que hemos cumplido los requisitos éticos pertinentes en materia de independencia, y de comunicarles todas las relaciones y demás asuntos que podrían razonablemente influir en nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardias.

A partir de los asuntos comunicados a los encargados de la gobernanza, determinamos los asuntos más significativos para la auditoría de los estados financieros consolidados del ejercicio en curso y que, por tanto, constituyen los asuntos clave de la auditoría. Describimos estos asuntos en nuestro informe de auditoría a

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2006. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

menos que la ley o la normativa impidan la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente raras, determinemos que un asunto no debe comunicarse en nuestro informe porque las consecuencias adversas de hacerlo superarían razonablemente los beneficios de interés público de dicha comunicación.

El socio encargado de la auditoría que da lugar a este informe de auditoría independiente es Ryan Lundeen.

/s/PricewaterhouseCoopers LLP

Contadores Profesionales Certificados

Calgary, Alberta
29 de febrero de 2024

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2006

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Balance General Consolidado

A (Miles de dólares de Estados Unidos)	NOTA	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	21	$ 140.352	$ 419.002
Cuentas por cobrar	5	118.567	117.958
Montos pagados por anticipado y demás activos corrientes		44.990	52.009
Impuesto a la renta por cobrar corriente	19	29.012	-
Inventario de crudo	6	4.254	4.633
		337.175	593.602
Activo tributario diferido	19	246.678	110.908
Plusvalía	12	73.452	73.452
Exploración y evaluación	7	211.590	115.745
Propiedad, planta y equipo	8	1.338.175	1.255.395
Inventario a largo plazo	9	204.701	165.271
-	21	3.556	-
		$ 2.415.327	$ 2.314.373
PASIVOS Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar y pasivos acumulados		$ 252.148	$ 306.762
Instrumentos financieros derivados	24	-	1.278
Impuesto a la renta corriente por pagar	19	-	193.854
Parte actual del desmontaje y los pasivos ambientales	16	6.000	6.720
		258.148	508.614
Deuda bancaria	10	90.000	-
Obligación de arrendamiento	11	5.736	6.079
Pasivos de compensación basada en acciones, liquidados en efectivo	15	16.284	13.132
Desmontaje y pasivos ambientales	16	89.732	46.572
Pasivo tributario diferido	19	-	24.984
		459.900	599.381
Patrimonio de los accionistas			
Capital social	17	660.817	682.718
Superávit aportado		19.248	20.334

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalfa Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Ganancias retenidas	1,275.362	1,011.940
	1.955.427	1.714.992
	$ 2.415.327	$ 2.314.373

Compromisos y Contingencias (nota 26)
Eventos Posteriores (Nota 28)
Favor remitirse a las notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados.

Aprobado por la Junta:

"Firmado"	"Firmado"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

Estados consolidados de ingreso integral

Para el año que termina el 31 de diciembre de (miles de dólares de Estados Unidos, a excepción de los montos por acción)	NOTA	2023	2022
Ventas de crudo y gas natural	13	$ 1.414.552	$ 1.643.589
Regalías		(244.703)	(332.895)
Ingresos		1.169.849	1.310.694
Gastos			
Producción		207.129	129.980
Transporte		68.306	61.229
Crudo comprado		4.583	9.936
General y administrativo		61.077	51.222
Afectación de activos de exploración y evaluación	7	82.858	103.394
Afectación de activos de propiedad, planta y equipos	8	59.682	-
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	17	1.043	1.228
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	18	29.321	17.900
Agotamiento, depreciación y amortización	8	194.229	149.351
Pérdida (ganancia) en cambio de divisas	24	5.486	(17.405)
		713.714	506.835
(Ingreso) financiero	14	(14.520)	(9.015)
Gasto financiero	14	16.416	9.708
Gasto Financiero Neto		1,896	693

SANDRA ADALFA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Ingreso antes del impuesto a la renta			**454,239**		803.166
(Recuperación) Gasto de Impuesto a la Renta					
Gasto de impuesto corriente	**19**		**155.683**		346.037
Impuesto diferido (recuperación)	**19**		**(160.753)**		(154.239)
			(5.070)		191.798
Ingreso neto e ingresos integrales del año		**$**	**459.309**	$	611.368
Ingreso neto básico por acción ordinaria	**20**	**$**	**4.32**	$	5.38
Ingreso neto diluido por acción ordinaria	**20**	**$**	**4.32**	$	5.38

Favor remitirse a las notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados.

Estados consolidados de cambios en el patrimonio

Para el año que termina el 31 de diciembre de (Miles de dólares de Estados Unidos)		**2023**		**2022**
Capital social				
Balance, inicio del periodo	**$**	**682.718**	$	731.719
Emisión de acciones ordinarias bajo planes de compensación basados en acciones		**5.956**		11.084
Readquisición de acciones		**(27.857)**		(60.079)
Balance - fin de año	**$**	**66.,817**	$	682.718
Superávit aportado				
Balance, inicio del periodo	**$**	**20.334**	$	24.530
Compensación basada en acciones		**1.043**		1.228
Opciones y RSU ejercidas		**(2.129)**		(5.424)
Balance - fin de año	**$**	**19.248**	$	20.334
Ganancias retenidas				
Balance, inicio del periodo	**$**	**1.011.940**	$	637.448
Ingreso neto del periodo		**459.309**		611.368
Readquisición de acciones		**(77.211)**		(161.385)
Dividendos		**(118.676)**		(75.491)
Balance - fin de año		**1.275.362**		1.011.940
	$	**1.955.427**		1.714.992

Favor remitirse a las notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados.

Estados consolidados de flujo de caja

Para el año que termina el 31 de diciembre de (Miles de dólares de Estados Unidos)	**NOTA**	**2023**	**2022**
Actividades operativas			
Ingreso neto		**$ 459.309**	$ 611.368

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Más (menos) partidas no monetarias			
Agotamiento, depreciación y amortización	8	194.229	149.351
Gasto ingreso financiero no monetario	14	8.347	5.048
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	17	1.043	1.228
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	18	29.321	17.900
Impuesto diferido (recuperación)	19	(160.753)	(154.239)
Afectación de activos de exploración y evaluación	7	82.858	103.394
Afectación de activos de propiedad, planta y equipos	8	59.682	-
(Ganancia) por cambio de divisas no realizada	24	(6.453)	(9.692)
Pérdida en la liquidación de pasivos de desmontaje	16	199	532
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	21	(291.311)	258.712
Efectivo suministrado por actividades operativas		376.471	983.602
Actividades de inversión			
Gastos en propiedad, planta y equipos	8	(310.933)	(389.979)
Gastos de exploración y evaluación	7	(172.410)	(122.273)
Gastos de inventario a largo plazo, netos de transferencias	9	(39.430)	(140.266)
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	21	(12.742)	14.417
Efectivo (utilizado en) actividades de inversión		(535.515)	(638.101)
Actividades de financiamiento			
Emisión de acciones ordinarias bajo planes liquidados con patrimonio	17	3.827	5.660
Re-compra de acciones ordinarias	17	(105.068)	(221.464)
Dividendos	17	(118.676)	(75.491)
Deuda bancaria	10	90.000	-
Pagos sobre obligaciones de arrendamiento	11	(712)	(685)
Efectivo (utilizado en) actividades de financiamiento		(130.629)	(291,.980)
Aumento (reducción) en efectivo y equivalentes de efectivo en el año		(289.673)	53.521
Impacto del cambio de divisas en balances de caja denominados en moneda extranjera		14.579	(12.857)
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, inicio del ejercicio	21	419.002	378.338
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, fin del ejercicio	21	$ 143.908	$ 419.002

Divulgación Complementaria de la Información del Flujo de Caja (nota 21)

Favor remitirse a las notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023
(Las cifras en la tabla se encuentran en miles de dólares de los Estados Unidos, a menos que se indique lo contrario. Las cantidades en el texto están expresadas en dólares de los Estados Unidos, a menos que se indique lo contrario).

1. Información Corporativa

Parex Resources Inc. y sus subsidiarias ("Parex" o la "Compañía") ejercen la actividad de exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y gas natural en Colombia.

Parex Resources Inc. es una sociedad anónima constituida y con oficinas comerciales en Canadá. Su oficina registrada se encuentra en 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. La Compañía se constituyó el 17 de agosto de 2009, conforme a la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta).

Los estados financieros consolidados fueron aprobados y autorizados para emisión por parte de la Junta Directiva el 29 de febrero de 2024.

2. Base de Preparación, Estimados y Juicios Contables Importantes

a) Estado de cumplimiento

Estos estados financieros consolidados fueron preparados por la gerencia de acuerdo con las Normas Internacionales de Informes Financieros, según lo emitido por la Junta de Estándares Contables Internacionales ("Normas Contables NIIF").

Las políticas aplicadas en estos estados financieros consolidados se basan en las Normas Contables NIIF emitidas y en circulación a 29 de febrero de 2024, fecha en que la Junta Directiva aprobó los estados financieros consolidados.

b) Base de la medición

Los estados financieros consolidados se prepararon bajo la convención de costos históricos, salvo por sus instrumentos financieros derivados y transacciones de compensación basada en acciones, las cuales se miden a su valor razonable. Los métodos utilizados para medir los valores justos se abordan en la nota 4 - Determinación de Valores Justos.

c) Uso de estimados gerenciales, juicios e incertidumbre en la medición

La preparación oportuna de estados financieros consolidados exige que la gerencia realice estimados y haga uso de su juicio en relación con los valores reportados de activos y pasivos y la divulgación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados provisionales y los valores reportados de ingresos y gastos durante el periodo. Dichos estimados se relacionan principalmente con las transacciones y eventos no conciliados a la fecha de los estados financieros condensados consolidados. De igual forma, los resultados reales pueden diferir de los valores estimados en la medida en que ocurran eventos futuros que los confirmen.

La evolución de la demanda mundial de energía y el avance global de fuentes alternativas de energía que no procedan de combustibles fósiles podrían modificar las hipótesis utilizadas para determinar el valor recuperable de los activos PP&E y E&E de la Compañía. Esto podría afectar al valor contable de dichos activos, podría afectar al desarrollo futuro o a la viabilidad de las perspectivas de exploración, podría reducir la vida útil prevista de los activos de petróleo y gas, acelerando así los cargos por depreciación, y podría acelerar las obligaciones de desmantelamiento, aumentando el valor actual de las provisiones asociadas. El tiempo de transición de los mercados energéticos mundiales de las fuentes basadas en el carbono a las energías alternativas es muy incierto. Las consideraciones medioambientales se incorporan a nuestras estimaciones mediante el uso de hipótesis clave utilizadas para estimar el valor razonable, incluidos los precios a plazo de los artículos de consumo y los tipos de descuento. La transición energética podría influir en los precios futuros de los artículos de consumo. Las hipótesis

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

de precios utilizadas en la determinación de los importes recuperables incorporan las expectativas del mercado y la evolución de la demanda mundial de energía.

La determinación del valor recuperable de una unidad generadora de efectivo ("CGU") o de un activo individual requiere el uso de estimaciones e hipótesis, que están sujetas a cambios a medida que se dispone de nueva información. Los estimados importantes y el juicio que ejerce la gerencia en la preparación de los presentes estados financieros consolidados se describen a continuación:

(i) Agotamiento, depreciación y reservas

El agotamiento se basa en las reservas comprobadas más probables, según lo evaluado de acuerdo con el Instrumento Nacional 51-101, Estándares de Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101") y la incorporación del costo estimado futuro de su desarrollo y extracción. El proceso para la estimación de reservas es complejo. Requiere juicio importante y decisiones basadas en datos geológicos, geofísicos, de ingeniería y económicos disponibles. Estos estimados pueden cambiar considerablemente en la medida en que hayan datos adicionales de actividades de desarrollo continuo y de desempeño de producción disponibles, y en la medida en que cambien las condiciones económicas que afectan los precios y costos del petróleo y el gas. Los estimados de reservas se basan en las previsiones actuales de producción, los precios de los productos de consumo y los costos futuros de desarrollo. En la medida en que cambian las circunstancias, se cuenta con más datos disponibles, y de igual forma pueden cambiar los estimados de reservas. Los estimados hechos se revisan y modifican, ya sea de manera ascendente o descendente, según lo amerite la nueva información. A menudo se requieren revisiones de reservas debido a los cambios en el desempeño del pozo, los precios, las condiciones económicas y las restricciones del gobierno.

Si bien se realiza cada esfuerzo razonable para garantizar que los estimados de las reservas sean exactos, la estimación de reservas es una ciencia inferencial. Como resultado, las decisiones subjetivas, la nueva información geológica o de producción y el entorno cambiante pueden afectar dichos estimados. Las revisiones en los estimados de reservas pueden surgir de cambios en los precios de petróleo y gas a fin de año y en el desempeño del yacimiento. Dichas revisiones pueden ser positivas o negativas. Los cambios en los estimados de reservas afectan los resultados financieros de la Compañía, ya que se utilizan las reservas y los costos estimados de desarrollo futuro para calcular el agotamiento y también en la medición del valor razonable menos los costos de enajenación de la propiedad, planta y equipos para los cálculos de deterioro (véase la nota 8 - Propiedad, planta y equipo).

(ii) Determinación de las unidades de generación de efectivo ("CGU")

La determinación de las CGU requieren de análisis para definir un grupo de activos que generan influjos de caja que en gran medida son independientes de los influjos de caja de otros activos o grupos de activos. Las CGU se determinan por estructura geológica similar, infraestructura compartida, proximidad geográfica, tipo de artículo de consumo, exposición similar a los riesgos del mercado y materialidad.

(iii) Exploración y evaluación ("E&E")

La decisión de transferir los activos de E&E a propiedad, planta y equipos ("PP&E") se basa principalmente en las reservas estimadas comprobadas más reservas probables utilizadas en la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de un área (véase la nota 7 - Activos de exploración y evaluación).

(iv) Pasivos de desmontaje y ambientales

Los costos de desmontaje y restauración se incurrirán por parte de la Compañía al final de la vida operativa de ciertos de sus activos. Los costos finales de desmontaje y restauración son inciertos y los estimados de costos pueden variar como respuesta a muchos factores que incluyen cambios en los requerimientos legales y reglamentarios relevantes, la aparición de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado y la cantidad de gastos pueden también cambiar como respuesta a los cambios en las reservas, leyes y regulaciones o su interpretación, el tiempo y la probabilidad de la liquidación de la obligación, las tasas de descuento y las tasas futuras de interés. Como resultado, pueden haber ajustes

NOTARIA 69 DE BOGOTA D.C. REPUBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

considerables en las disposiciones establecidas que podrían afectar los resultados financieros futuros. La Compañía utiliza una tasa de descuento sin riesgo basado en las tasas de interés previstas en Colombia.

Los pasivos por costos ambientales se reconocen en el periodo en que se incurren, normalmente cuando el activo se desarrolla y se pueden estimar los costos asociados. Estos pasivos se suman a los pasivos de desmontaje debido a los reglamentos gubernamentales que exigen a la Compañía realizar una mitigación adicional frente a los asuntos ambientales atribuidos al uso del agua y la deforestación derivados de las actividades de petróleo y gas realizadas. Además, el momento de la liquidación esperada de los pasivos ambientales difiere del momento de la liquidación esperada de los pasivos de desmontaje. Remítase a la nota 16 -Pasivos de desmontaje y ambientales

(v) Indicadores de deterioro y tasa de descuento

Los montos recuperables de las CGU y de los activos individuales se determinaron como el monto mayor entre el valor en uso y el valor razonable de un activo o CGU, menos los costos de enajenación. Estos cálculos exigen el uso de estimados y supuestos y se encuentran sujetos a cambios en la medida en que se cuente con nueva información, incluyendo datos sobre los precios futuros de los artículos de consumo, la cantidad de las reservas y las tasas de descuento, al igual que los costos futuros de desarrollo y operación. Es razonablemente posible que los supuestos del precio de artículos de consumo cambien, lo cual puede afectar la vida estimada de las reservas de crudo y gas natural y de las reservas económicas recuperables, y podría exigir un ajuste importante en el valor en libros de los activos de petróleo y gas natural. La Compañía monitorea los indicadores internos y externos del deterioro relacionado con su propiedad, planta y equipo, y los activos de exploración y evaluación. Remítase a la nota 7 - Activos de Exploración y Evaluación - nota 8 - Propiedad Planta y Equipo y nota 11 - Plusvalía.

(vi) Compensación basada en acciones

Los costos de compensación acumulados bajo el plan de Opción de Compra de Acciones se encuentran sujetos a lo que podría ser el pago final utilizando el modelo de precios de Black-Scholes que se basa en hipótesis considerables, como por ejemplo la volatilidad a futuro del precio en el mercado de las acciones de Parex y la vigencia esperada de la opción de compra de acciones emitida. Costos de compensación devengados en virtud del plan de Unidades de Acciones Diferidas ("DSU"), el plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSU") y el plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo o en Acciones ("CosRSU") y Unidades de Acciones por Desempeño ("CosPSU"), en virtud de los cuales pueden emitirse CosRSU y CosPSU, y se valoran a su valor razonable sobre la base del precio de mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión. Consulte la nota 17 - Capital social y nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo.

(vii) Activo / pasivo financiero derivado

El valor razonable estimado de los instrumentos derivados y los que activos y pasivos derivados resultantes depende de los precios a futuro estimados y a la volatilidad de aquellos precios, y por su naturaleza se encuentran sujetos a incertidumbre en la medición.

(viii) Impuesto a la renta

Las interpretaciones, normatividad y legislación tributaria en las diferentes jurisdicciones en que opera la Compañía y sus subsidiarias están sujetas a cambio e interpretación. Por lo tanto, los impuestos a la renta están sujetos a incertidumbre en cálculo. La Compañía sigue el método de pasivos para el cálculo de los impuestos diferidos. La evaluación de la recuperabilidad de los activos tributarios diferidos exige a la Compañía realizar estimados importantes relacionados con las expectativas de futuros flujos de caja de las operaciones y la aplicación de las leyes tributarias existentes. En la medida en que el flujo de caja futuro y el ingreso tributable difieran considerablemente de los estimados, la habilidad de la Compañía de realizar los activos y pasivos tributarios diferidos registrados en el balance general se podría ver afectada. Además, los cambios en las leyes tributarias podrían limitar la habilidad de la Compañía de obtener deducciones tributarias en el futuro.

Los activos del impuesto diferido se reconocen en la medida en que exista la probabilidad de que la utilidad tributable futura se encuentre disponible, contra la cual se pueda utilizar diferencias temporales sin utilizar. Los

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

ingresos previstos y las tasas tributarias futuras podrían verse afectados por los precios del petróleo, las cantidades de reservas de petróleo y gas y la producción futura de petróleo y gas. Si estos factores u otras circunstancias cambian, la compañía volvería a evaluar su capacidad para registrar cualquier aumento o disminución de su activo por impuesto sobre la renta diferido. En la medida en que los resultados reales difieran de las estimaciones de la gerencia, pueden surgir cargos o créditos fiscales en periodos futuros. Véase la nota 19 - Impuesto a la renta.

(ix) Combinaciones de negocios, adquisiciones corporativas y de propiedades

Las combinaciones de negocios, adquisiciones corporativas y de propiedad se contabilizan utilizando el método de contabilidad de adquisición donde los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a sus valores justos. La determinación del valor razonable a menudo exige que la gerencia realice supuestos y estimados sobre eventos futuros. El valor razonable de la propiedad, planta y equipo reconocido en una combinación de negocios, adquisición corporativa o de propiedad se basa en los valores del mercado. El valor en el mercado de la propiedad, planta y equipo es el valor estimado por el que se podría intercambiar la PP&E en la fecha de adquisición entre un comprador dispuesto y un vendedor dispuesto, en una transacción en igualdad de condiciones, después de la debida comercialización en la que las partes hayan actuado con conocimiento, prudencia y sin coacción. El valor en el mercado de los activos de petróleo y gas natural (incluidos en PP&E) se estima con referencia a los flujos de caja con descuento que se espera resulten de la producción de petróleo y gas natural, de acuerdo con los informes de reservas preparados externamente. El valor en el mercado de los activos de E&E estimados con referencia a los valores en el mercado de las transacciones actuales en igualdad de condiciones en sitios comparables. También se requieren supuestos para determinar el valor razonable de las obligaciones de desmontaje asociadas a las propiedades. Los cambios en cualquiera de los supuestos o estimados utilizados para determinar el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos podría impactar los montos asignados a los activos, pasivos y plusvalía (o ganancia de una compra en condiciones ventajosas) en la ecuación de adquisición. Las ganancias netas futuras se pueden afectar como resultado de los cambios en el agotamiento y depreciación futuros, el deterioro del activo o el deterioro de la plusvalía.

(x) Impacto del cambio climático y normativa de iniciativa medioambiental

En Colombia no existe actualmente ninguna normativa específica que obligue a las empresas a controlar y notificar específicamente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Aunque en la actualidad no existen normativas específicas relacionadas con el cambio climático o las emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia, la Compañía cuenta con un plan para supervisar y divulgar métricas clave en torno a los impactos medioambientales de las operaciones de la Compañía. La regulación del cambio climático en Colombia tiene el potencial de afectar significativamente el entorno regulatorio de la industria del crudo y el gas natural en Colombia. Dichas normativas imponen ciertos costos y riesgos a la industria, y sigue existiendo cierta incertidumbre con respecto al impacto del cambio climático y de las leyes y normativas medioambientales sobre la Compañía, ya que ésta no puede predecir la legislación adicional o las enmiendas que el gobierno colombiano pueda promulgar en el futuro. Cualquier nueva ley y regulación, o requisitos adicionales a las leyes y regulaciones existentes, podrían tener un impacto material en las operaciones y el flujo de caja de la Compañía.

3. Resumen de políticas contables importantes

Las políticas contables establecidas a continuación se aplicaron de manera coherente a todos los años presentados en estos estados financieros y se aplicaron de consistentemente por parte de la Compañía y sus subsidiarias.

a) Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de la Compañía y de todas sus subsidiarias a 31 de diciembre de 2023. Las principales subsidiarias operativas y sus actividades son:

Entidad	País de constitución	País de la actividad comercial principal	Propiedad %	Actividad comercial principal

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Parex Resources (Colombia) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de crudo y gas natural
Verano Energy (Switzerland) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de crudo y gas natural

El anterior listado no incluye a todas las subsidiarias o subsidiarias de compañías operativas inactivas de entera propiedad de Parex. Todas las compañías en el grupo de Parex son subsidiarias de entera propiedad.

Los saldos y transacciones entre compañías se eliminan en la consolidación. Las participaciones en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas o empresas conjuntas, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes en el acuerdo. Las operaciones conjuntas surgen cuando la Compañía tiene derechos sobre los activos y obligaciones de los pasivos del acuerdo. La Compañía reconoce su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de una operación conjunta. Una parte importante de los flujos de caja operativos de la Compañía se derivan de operaciones conjuntas que participan en el desarrollo y producción de crudo en Colombia. Las empresas conjuntas surgen cuando la Compañía tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. Las empresas conjuntas se contabilizan bajo el método de patrimonio.

b) Conversión de divisas

(i) Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros consolidados se miden utilizando la moneda del entorno económico principal en el que opera la compañía (la "moneda funcional"). Los estados financieros consolidados se presentan en dólares de Estados Unidos, la cual es la moneda funcional de Parex.

(ii) Transacciones y saldos

Las transacciones de moneda extranjera se convierten en la moneda funcional utilizando las tasas de cambio que prevalecen a la fecha de la transacción. En general, las ganancias y pérdidas de divisas resultantes de la conciliación de las transacciones de divisas y de la conversión a las tasas de cambio del fin del periodo de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas diferentes a la moneda funcional se reconocen en el estado de ingresos integrales.

c) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se reconocen cuando la Compañía se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento. Los activos y pasivos financieros no se compensan a menos que la Compañía tenga el derecho legal actual de compensarlos y pretenda liquidarlos por su valor neto o liquidar el activo y el pasivo simultáneamente.

La Compañía clasifica sus valoraciones del valor razonable en una jerarquía de tres niveles, en función del grado en que los datos son observables:

- Las partidas de Nivel 1 son precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos;
- Las partidas de Nivel 2 son partidas, diferentes a los precios incluidos dentro del Nivel 1, observables para los activos o pasivos, ya sea directamente o indirectamente; y
- Las partidas de nivel 3 son partidas no observables para el activo o el pasivo.

Clasificación y medición de activos financieros

La clasificación inicial de un activo financiero depende del modelo de negocio de la Compañía para gestionar sus activos financieros y de las condiciones contractuales de los flujos de efectivo. La Compañía clasifica sus activos financieros en tres categorías de medición:

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

- Costo amortizado: incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos para cobrar flujos de efectivo contractuales y sus condiciones contractuales dan lugar en fechas determinadas a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses;
- Valor razonable a través de otro ingreso integral ("FVOCI"): Incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se consigue tanto cobrando los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros, cuando sus condiciones contractuales dan lugar en fechas determinadas a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de capital e intereses; o
- Valor justo a través de utilidad o pérdida ("FVTPL"): Incluye activos que no cumplen con los criterios de costo amortizado o FVOCI y que se miden a valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los instrumentos financieros derivados.

En el momento del reconocimiento inicial, la Compañía puede designar irrevocablemente un activo financiero que cumpla los criterios de costo amortizado o FVOCI como valorado a FVTPL si al hacerlo elimina o reduce significativamente una asimetría contable. En el momento del reconocimiento inicial de una inversión de capital que no se mantenga con fines de negociación, la Compañía puede optar irrevocablemente por presentar los cambios posteriores en el valor razonable de la inversión en OCI. No hay reclasificación posterior de los cambios en el valor razonable a beneficios tras la baja de la inversión. Sin embargo, los dividendos que reflejan un rendimiento de la inversión siguen reconociéndose en los beneficios netos. Esta elección se realiza inversión por inversión.

En el reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable y, en el caso de un activo financiero que no esté a FVTPL, incluyendo los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de los activos financieros contabilizados al FVTPL se registran como gasto en las ganancias netas.

Los activos financieros se reclasifican con posterioridad a su reconocimiento inicial únicamente si cambia el modelo de negocio para gestionar dichos activos financieros. Los activos financieros afectados se reclasificarán el primer día del primer ejercicio sobre el que se informe tras el cambio de modelo de negocio. Un activo financiero se da de baja cuando los derechos de recibir flujos de caja del activo han vencido o se han transfendo y la Compañía ha transferido sustancialmente la totalidad de los riesgos y recompensas de propiedad.

Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce provisiones para pérdidas crediticias esperadas ("ECL") en sus activos financieros valorados al costo amortizado. Debido a la naturaleza de sus activos financieros, la Compañía valora las provisiones para pérdidas por un valor igual a las ECL esperadas a lo largo de la vida. Las ECL vitalicias son las ECL previstas que resultan de todos los posibles impagos a lo largo de la vida esperada de un activo financiero. Las ECL son una estimación de las pérdidas crediticias ponderada por la probabilidad. Las pérdidas crediticias se valoran como el valor actual de todos los déficits de caja (es decir, la diferencia entre los flujos de tesorería adeudados a la entidad de conformidad con el contrato y los flujos de tesorería que la Compañía espera recibir). Las ECL se descuentan a la tasa de interés efectiva del activo financiero correspondiente. La Compañía no tiene activos financieros que contengan un componente de financiación.

A 31 de diciembre de 2023, todas las cuentas por cobrar de la Compañía estaban pendientes de pago desde hacía menos de 90 días. La pérdida crediticia promedio esperada en las cuentas comerciales a cobrar de la Compañía era del 0,3% a 31 de diciembre de 2023.

Clasificación y medición de pasivos financieros

Un pasivo financiero se clasifica inicialmente como valorado a costo amortizado o FVTPL. Un pasivo financiero se clasifica como valorado a FVTPL si se mantiene para negociar, es un derivado o se designa como FVTPL en el reconocimiento inicial. La clasificación de un pasivo financiero es irrevocable.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
CIRCULO DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductora e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se valoran a su valor razonable y los cambios en el valor razonable, junto con cualquier gasto por intereses, se reconocen en los beneficios netos. Los otros pasivos financieros se valoran inicialmente al valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles y se valoran posteriormente al costo amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo. Los gastos por intereses y las pérdidas y ganancias por tasa de cambio se reconocen en los beneficios netos. Cualquier ganancia o pérdida por baja en cuentas también se reconoce en los beneficios netos.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación se descarga, cancela o cuando vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro de la misma contraparte en términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, se trata como una baja en cuentas del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. Cuando se alteran las condiciones de un pasivo financiero existente, pero los cambios se consideran no sustanciales, se contabiliza como una modificación del pasivo financiero existente. Cuando un pasivo se modifica sustancialmente, se considera extinguido y se reconoce una ganancia o pérdida en los beneficios netos según la diferencia entre el valor en libros del pasivo dado de baja y el valor razonable del pasivo revisado. Cuando se modifica un pasivo de forma no sustancial, el costo amortizado del pasivo se vuelve a valorar en función de los nuevos flujos de caja y se registra una ganancia o pérdida en los beneficios netos.

Instrumentos Financieros Derivados

Los instrumentos financieros derivados se utilizan para manejar la exposición económica a los riesgos del mercado relacionados con precios de artículos de consumo, tasas de cambio de divisas y tasas de interés. Existen políticas y procedimientos con respecto a la documentación y las aprobaciones necesarias para el uso de instrumentos financieros derivados. Cuando se ejecutan instrumentos financieros específicos, la Compañía evalúa, tanto en el momento de la compra como de forma continua, si el instrumento financiero utilizado en la operación concreta es eficaz para compensar los cambios en los valores razonables o los flujos de efectivo de la operación.

Los activos y pasivos de gestión de riesgos son instrumentos financieros derivados clasificados como medidos a FVTPL. Los instrumentos financieros derivados se registran conforme a la contabilidad de valoración a precios de mercado, según la cual los instrumentos se registran en los balances consolidados como activo o pasivo, y los cambios en el valor razonable se reconocen en los beneficios netos como ganancia o pérdida en la gestión de riesgos. El valor razonable estimado de todos los instrumentos derivados se basa en precios de mercado cotizados o, en su defecto, en indicaciones y previsiones de mercado de terceros.

d) Activos de capital

(i) Exploración y evaluación

Todos los costos directamente asociados con la exploración y la evaluación de las reservas de petróleo y gas natural se capitalizan inicialmente. Los costos E&E son aquellos gastos de un área en que aún no se ha determinado la factibilidad técnica y la viabilidad comercial. Estos costos incluyen costos de adquisición de propiedad no comprobados, costos de exploración, costos geológicos y geofísicos, costos de desmontaje, perforación E&E, muestreo y valoraciones. Los costos incurridos antes de la adquisición de los derechos legales para explorar un área se cargan directamente al ingreso integral como gasto E&E.

Cuando se determina que un área es técnicamente factible y comercialmente viable, los costos acumulados se transfieren a PP&E, donde se someten a agotamiento. Cuando un área se considera no factible técnicamente ni comercialmente viable o la Compañía decide no continuar con su actividad, los costos no recuperables se cargan al ingreso integral como deterioro de los activos de exploración y evaluación. Las ganancias netas de cualquier enajenación de un activo de exploración intangible se registran como reducción en los activos intangibles.

(ii) Propiedad, planta y equipo

Todos los costos directamente asociados con el desarrollo de reservas de petróleo y gas natural de acuerdo con el área. Los costos de desarrollo incluyen gastos de áreas en que aún no se ha determinado la factibilidad técnica y la viabilidad comercial. Estos costos incluyen adquisiciones de propiedades comprobadas, perforación de

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

desarrollo, completamiento de pozos, facilidades e infraestructura de recopilación, costos de desmontaje y restauración y transferencias de activos E&E.

Los costos acumulados dentro de cada CGU se agotan utilizando el método de unidad de producción con base en reservas comprobadas más probables que incluyen precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen costos proyectados estimados a incurrirse en reservas en desarrollo comprobadas más probables. Los costos de proyectos mayores de desarrollo se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que se encuentren disponibles para uso.

Los costos asociados con muebles de oficinas, accesorios y mejoras en propiedades en arrendamiento se registran a costo y se deprecian sobre una base de línea recta sobre las vidas de servicio estimados de los activos, que oscilan de 1 a 5 años.

(iii) Inventario a largo plazo

Todos los costos en forma de existencias de materiales y equipos de larga duración, como las tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos mayores se capitalizan inicialmente. A medida que se vayan utilizando, los activos se incorporarán a los costos de los proyectos de E&E y de PP&E correspondientes.

e) Afectación de activos a largo plazo

El monto en libros de los activos a largo plazo de la Compañía, diferentes a los activos tributarios diferidos se revisan en cada fecha de reporte para determinar si hay cualquier indicio de deterioro. Los activos de E&E también se evalúan por deterioro cuando se reclasifican a PP&E y si los hechos y circunstancias sugieren que el valor en libros supera el valor recuperable. Los activos de E&E se asignan a las CGU asociadas cuando se evalúan para deterioro en el momento de su reclasificación eventual a PP&E. Los activos de E&E no reclasificados en PP&E se evalúan para determinar el deterioro entre cada bloque. Si existen indicios de deterioro, la gerencia estima el valor recuperable del activo.

Para efectos de pruebas de deterioro, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que genera influjo de efectivo del uso continuo, independiente en gran medida de los influjos de efectivo de otros activos o grupos de activos. El monto recuperable de un activo o CGU es el monto mayor de su valor en uso y su valor razonable, menos los costos de enajenación ("FVLCD").

El valor en uso se determina estimando el valor presente de los flujos de caja netos futuros antes de impuestos que se espera resulten del uso continuo del activo o CGU. El FVLCD se basa en la información disponible del mercado, en la medida en que aplique. En ausencia de dicha información, el FVLCD se determina utilizando los flujos de caja netos futuros con descuento, después de impuestos, de las reservas comprobadas más probables, utilizando los precios y costos de proyección preparados por los evaluadores de reservas calificados externos de la Compañía.

La pérdida por deterioro se reconoce si el monto en libros de un activo o de su CGU supera el monto recuperable estimado. Las pérdidas por deterioro se reconocen en el ingreso integral.

El valor recuperable de la plusvalía se determina como el valor razonable menos los costos de enajenación utilizando un método de flujo de efectivo descontado. La plusvalía se evalúa a nivel de segmento de Colombia ya que las combinaciones de negocios que dan lugar a la plusvalía no tienen beneficios específicamente identificables para una CGU.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en años previos se evalúan en cada fecha de reporte para determinar si la pérdida se ha reducido o si ya no existe. Una pérdida por deterioro se reversa si se ha presentado un cambio en los estimados utilizados para determinar el valor recuperable. Una pérdida por deterioro se reversa únicamente en la medida en que el valor en libros del activo no supere el valor en libros que se hubiese determinado, neto de agotamiento y depreciación o amortización, si no se ha reconocido una pérdida de deterioro.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

f) Inventario de crudo

El inventario de crudo consta del crudo en tránsito a la fecha del balance general y se valora al menor costo, utilizando el método de costo promedio ponderado y el valor realizable neto. Los costos incluyen gastos directos e indirectos incurridos para llevar el crudo a sus condiciones y ubicación existentes.

g) Crudo comprado

El crudo comprado incluye los costos de compra de crudo de terceros. Los costos del crudo de terceros se registran inicialmente en el inventario hasta tanto se transfiere el título del crudo.

h) Plusvalía

La plusvalía se registra en una adquisición de negocios cuando el precio de compra supera los valores justos asignados a los activos adquiridos y los pasivos asumidos. La plusvalía no se amortiza y se realiza una prueba de deterioro cada año o en la medida en que se presenten eventos que pudiesen indicar deterioro. Para realizar pruebas de deterioro, la plusvalía se asigna a cada una de las CGU de la Compañía, a grupos de CGU o a un segmento operativo que se pueda beneficiar de la adquisición. La plusvalía se somete a pruebas al combinar los montos en libros de la propiedad, planta y equipos, los activos de exploración y evaluación y la plusvalía, y al compararlos con el monto recuperable. El valor razonable, menos los costos de enajenación se derivan al estimar los flujos de caja netos futuros con descuento después de impuestos, tal como se describe en la prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, más el valor razonable en el mercado de las tierras no desarrolladas, la sísmica y el inventario. El valor en uso se evalúa utilizando el valor presente de los flujos de caja futuros esperados. Cualquier excedente en el valor en libros sobre el monto recuperable se registra como deterioro. Los cargos por deterioro, que no se afectan tributariamente, se reconocen en los ingresos integrales y no se revierten. La plusvalía se reporta a costo, menos cualquier deterioro.

i) Reconocimiento de ingresos

Parex obtiene sus ingresos principalmente de la venta de artículos de consumo, que incluyen petróleo y gas natural. Los ingresos asociados a la venta de artículos de consumo se reconocen cuando Parex transfiere el control a sus clientes. Los contratos de venta de artículos de consumo de la Compañía representan una serie de transacciones distintas. La Compañía considera satisfechas sus obligaciones de resultados y transferido el control cuando se cumplen todas las condiciones siguientes:

- Parex ha transferido el título y la posesión física del artículo al comprador;
- Parex ha transferido los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de la mercancía al comprador; y
- Parex tiene el derecho actual al pago.

Los ingresos se valoran en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente y excluyen los valores cobrados por cuenta de terceros. La Compañía vende su producción de crudo y gas natural conforme a contratos de precio variable. El precio de transacción de los contratos de precio variable se basa en el precio del artículo de consumo, ajustado en función de la calidad, la ubicación y otros factores. El valor de los ingresos reconocidos se basa en el precio de transacción acordado, reconociéndose en el mismo periodo cualquier variabilidad en el precio de transacción. La Compañía no tiene contratos en los que el periodo entre la transferencia de los bienes o servicios prometidos al cliente y el pago por parte de éste sea superior a un año. En consecuencia, Parex no ajusta sus transacciones de ingresos al valor temporal del dinero.

Parex celebra contratos con clientes que pueden tener obligaciones de ejecución insatisfechas (o parcialmente insatisfechas) en la fecha de presentación de la información. La Compañía aplica una solución práctica de la NIIF 15 y no revela información sobre las obligaciones de ejecución restantes que tienen una duración original prevista de un año o menos, o para las obligaciones de ejecución en las que la Compañía tiene derecho a una contraprestación de un cliente por un valor que corresponda directamente al valor para el cliente del rendimiento de la Compañía determinado hasta la fecha. La Compañía también aplica una solución práctica de la NIIF 15 que permite que cualquier costo incremental de la obtención de contratos con clientes se reconozca como gasto cuando se incurra en él, en lugar de capitalizarlo.

NOTARIA 69 DE BOGOTA REPUBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las modificaciones de los contratos con los clientes de la Compañía podrían cambiar el alcance del contrato, el precio del mismo o ambos. Existe modificación contractual cuando las partes del contrato aprueban la modificación por escrito, verbalmente o basándose en las prácticas comerciales habituales de las partes. Las modificaciones de contrato se contabilizan como un contrato independiente cuando hay un producto adicional a un precio de venta único, o como parte del contrato existente, mediante un ajuste acumulativo de recuperación o de forma prospectiva a lo largo de la duración restante del contrato, dependiendo de la naturaleza de la modificación y de si los productos restantes son distintos.

Las transacciones de ingresos de la Compañía no contienen componentes de financiación significativos.

j) Compensación basada en acciones liquidada con patrimonio

La Compañía cuenta con un plan de opciones sobre acciones con incentivos en virtud del cual puede emitir opciones para determinados empleados, funcionarios y directores, tal como se describe en la nota 17 - Capital social. La Compañía registra los gastos de compensación basada en acciones utilizando el método de valor razonable. El valor razonable de una opción de compra otorgada se calcula a la fecha del otorgamiento utilizando el modelo de precios de Black-Scholes y se carga a gastos durante la vigencia en que se otorga la opción. La Compañía determina una tasa de caducidad adecuada al analizar el historial de sus caducidades. La Compañía registra la compensación basada en acciones acumulada como superávit aportado. Cuando se ejercen las opciones de compra, el superávit aportado se reduce y el capital social se aumenta en el monto de la compensación basada en acciones acumulada del título valor ejercido. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de las opciones de compra de acciones se acredita al capital social.

Tras el ejercicio de las opciones, la contraprestación pagada junto con el monto previamente reconocido en el superávit aportado se registra como un aumento del capital social.

k) Compensación basada en acciones liquidada en efectivo

La Compañía tiene un plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSUs") que permite a la Compañía emitir CRSUs a ciertos empleados de Parex Colombia como se describe en la nota 18 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo. Las obligaciones de pago de efectivo bajo el plan de CRSU de las subsidiarias se acumulan como gastos de compensación durante el periodo en que se confieren, de acuerdo con el valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o reducciones en el valor razonable de las CRSU arrojan un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada de un derecho que se pierde se ajusta al reducir el costo de compensación en el periodo de la pérdida. El pasivo de las CRSU no se puede conciliar con la emisión de acciones ordinarias.

La Compañía tiene un plan de Unidades de Acciones Diferidas ("DSU") que permite a la Compañía emitir DSU a todos los directores no empleados de Parex Resources Inc, como se describe en la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo. Dado que las DSU se confieren de manera inmediata en la emisión; las obligaciones por pagos en efectivo según el plan de DSU se devengan como gasto de compensación inmediatamente en la emisión en función del valor razonable de las DSU. El valor razonable de las DSU en cada periodo de reporte es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o reducciones en el valor razonable de las DSU arrojan un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada de una unidad que se pierde se ajusta al reducir el costo de compensación en el periodo de la pérdida.

La Compañía cuenta con un plan de incentivos de Unidades de Acciones Restringidas/Unidades de Acciones según el Desempeño liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU/CosPSU") para emitir CosRSU y CosPSU a determinados empleados de Parex Canadá, como se describe en la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo. Las obligaciones por pagos de efectivo o la liquidación de acciones bajo los planes CosRSU y CosPSU se causan como gastos de compensación durante el período de consolidación con base en el valor razonable de las CosRSU y CosPSU. El valor razonable de las CosRSU y las CosPSU es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

aumentos o reducciones en el valor razonable de las CosRSU y las CosPSU arrojan un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada de un derecho que se pierde se ajusta al reducir el costo de compensación en el periodo de la pérdida. El pasivo de CosRSUs y CosPSUs puede liquidarse en efectivo o mediante la emisión de acciones ordinarias a elección del empleado.

l) Provisiones

Una provisión se reconoce si, como resultado de un evento pasado, la Compañía tiene una obligación legal o implícita actual que se puede estimar de manera confiable, y es probable que se requiera una salida de flujo de beneficios económicos para finiquitar la obligación. Las provisiones se determinan al descontar los flujos de caja futuros esperados a una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del pasivo. Las provisiones no se reconocen para pérdidas operativas futuras.

m) Desmontaje y pasivos ambientales

Las actividades de la Compañía dan lugar a las actividades de desmantelamiento, desmontaje, abandono, remediación de alteración ambiental y del sitio. Se realiza una provisión para el costo estimado de la restauración futura del sitio y se capitaliza en la categoría relevante del activo.

Los pasivos de desmontaje y medio ambiente se miden al valor presente del mejor estimado de la gerencia del costo y el momento futuro del gasto requerido para liquidar la obligación actual a la fecha del balance general utilizando una tasa de descuento libre de riesgos. Después de la medición inicial, la obligación se ajusta al final de cada periodo para reflejar el paso del tiempo y los cambios en los flujos de caja futuros estimados subyacentes a la obligación. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como gasto financiero, mientras que los aumentos / reducciones por cambios en los flujos de caja futuros estimados se capitalizan. Los costos reales incurridos en el momento del desmontaje y los pasivos ambientales se cargan contra la provisión en la medida en que se establezca la misma.

n) Segmentos operativos

La gerencia determinó los segmentos operativos de acuerdo con la información revisada regularmente para efectos de toma de decisiones, asignación de recursos y evaluación de desempeño operativo por parte de los directivos operativos encargados de la toma de decisiones en la Compañía. Los segmentos operativos son Canadá y Colombia. La Compañía evalúa el desempeño financiero de sus segmentos operativos principalmente basada en el flujo de caja operativo.

o) Ingresos y gastos financieros

Los gastos financieros comprenden los intereses de la línea de crédito relacionada con la línea de crédito obtenida, los cargos por standby relacionados con la línea de crédito no dispuesta, los impuestos bancarios, el aumento de las provisiones, las pérdidas (ganancias) por liquidación de provisiones, la pérdida por enajenación de activos tangibles y la provisión (recuperación) de pérdidas crediticias esperadas. El ingreso financiero consta de intereses devengados sobre efectivo y otros ingresos.

p) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y los equivalentes de efectivo se componen de efectivo y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con vencimientos inferiores a 3 meses mantenidas en bancos autorizados de Canadá e instituciones financieras reconocidas de Colombia y Suiza con calificaciones crediticias BBB+ o superiores.

q) Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

El efectivo y los equivalentes de efectivo restringidos se componen de efectivo y equivalentes de efectivo pignorados para satisfacer compromisos en contratos a largo plazo. Las restricciones caducarán cuando se cumplan las obligaciones laborales conforme a los contratos. El efectivo y las reclamaciones en efectivo que están restringidas al retiro o uso para operaciones distintas de las corrientes o que se designan para gastos para satisfacer compromisos, conforme a contratos a largo plazo se excluyen de la clasificación de activos corrientes.

NOTARIA 69 DE BOGOTA D.C. REPUBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La porción a largo plazo del efectivo restringido y los equivalentes de efectivo se incluye en otros activos a largo plazo en el balance general de la Compañía.

r) Impuesto a la renta

El gasto de impuesto a la renta consta de impuesto corriente e impuesto diferido. El gasto de impuesto a la renta se reconoce en los ingresos integrales.

El impuesto corriente es el impuesto esperado pagadero sobre el ingreso gravable del año, utilizando las tarifas tributarias vigentes o sustancialmente vigentes en la fecha de reporte y cualquier ajuste al impuesto pagadero con respecto a los años anteriores.

En general, el impuesto diferido se reconoce con respecto a las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y su valor en libros en los estados financieros consolidados. El impuesto diferido se determina sobre una base no descontada utilizando las tarifas y leyes tributarias promulgadas, o sustancialmente promulgadas a la fecha del balance general y se espera que aplique en el momento de liquidarse el activo o pasivo tributario. Los activos tributarios diferidos se reconocen en la medida en que exista la probabilidad de que se puedan recuperar los activos. El impuesto diferido no se establece en las diferencias temporales que surjan en las inversiones de las subsidiarias salvo, en el caso de las subsidiarias, cuando el momento de la reversión de la diferencia temporal es controlada por la Compañía y es probable que la diferencia temporal no se reverse en el futuro previsible. Los activos y pasivos del impuesto diferido se presentan como no corrientes.

s) Información por acción

El ingreso neto básico por acción se calcula al dividir el ingreso o pérdida atribuible a los accionistas ordinarios de la Compañía por el número promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación durante el periodo. El ingreso neto diluido por acción se determina al ajustar el ingreso o pérdida atribuible a los accionistas ordinarios y el número promedio ponderado de las acciones ordinarias en circulación para los efectos de los instrumentos diluibles, tales como las opciones de compra de acciones otorgadas a los empleados, salvo cuando el efecto sería anti-diluible.

t) Arrendamientos

El activo por derecho de uso ("activo ROU") y la correspondiente obligación por arrendamiento se reconocen en los balances en la fecha en que un activo arrendado está disponible para su uso. Los intereses asociados a la obligación de arrendamiento se reconocen a lo largo del periodo de arrendamiento con el correspondiente incremento de la obligación de arrendamiento subyacente. Los activos ROU se amortizan linealmente a lo largo del plazo de arrendamiento. La amortización de los activos ROU se reconoce en DD&A.

Los activos ROU y las obligaciones de arrendamiento se valoran inicialmente por su valor actual. Las obligaciones por arrendamiento se valoran como el valor actual neto de los pagos por arrendamiento, que pueden incluir: pagos fijos por arrendamiento, pagos variables por arrendamiento y pagos para ejercer una opción de prórroga o rescisión, si procede, si la Compañía tiene una certeza razonable de ejercer cualquiera de esas opciones. Los activos de ROU se valoran al costo, que se compone del valor de la valoración inicial de la obligación de arrendamiento, menos los incentivos recibidos. La tasa implícita en el arrendamiento se utiliza para determinar el valor actual del pasivo y del activo ROU derivados de un arrendamiento, a menos que esta tasa no sea fácilmente determinable, en cuyo caso se utiliza la tasa de préstamo incremental de la Compañía.

Los activos ROU y las obligaciones por arrendamiento se valoran de nuevo cuando se produce un cambio en los pagos futuros por arrendamiento derivado de un cambio en un índice o tasa o plazo, o si se produce un cambio en la evaluación sobre si la Compañía ejercerá una opción de prórroga o terminación.

Los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de escaso valor no se reconocen en los balances, sino que los pagos por arrendamiento se reconocen en los estados financieros a medida que se incurre en ellos.

u) Capital social

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las acciones ordinarias se clasifican como patrimonio. Los costos incrementales atribuibles directamente a la emisión de acciones ordinarias se reconocen como deducción del patrimonio, neto de cualquier efecto tributario. Cuando la compañía recompra sus propias acciones ordinarias, el capital social se reduce en el valor contable medio de las acciones recompradas. El exceso del precio de compra sobre el valor contable medio se reconoce como deducción de las ganancias acumuladas. Las acciones se cancelan en el momento de la recompra.

v) Dividendos

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen en los estados financieros de la Compañía en el periodo en que los declara la Junta Directiva.

w) Nuevas políticas contables

i) Modificaciones de la NIC 8 Cambios en las estimaciones frente a cambios en las políticas contables

El 1 de enero de 2023, la Compañía adoptó los Cambios en las estimaciones frente a Cambios en las Políticas Contables, que introdujo modificaciones en la NIC 8 - Cambios en las Estimaciones frente a Cambios en las Políticas Contables. Las modificaciones ayudan a distinguir los cambios en las estimaciones contables de los cambios en las políticas contables. No hubo un impacto material en los estados financieros de la Compañía.

ii) Modificaciones de la NIC 12 - Impuesto a la renta

El 1 de enero de 2023, la Compañía adoptó las modificaciones emitidas a la NIC 12 Impuesto a la Renta, que introdujeron modificaciones a la NIC 12 Impuesto a la renta. Las modificaciones exigen que las entidades reconozcan el impuesto diferido sobre las transacciones que, en el momento del reconocimiento inicial, dan lugar a valores iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles. No hubo un impacto material en los estados financieros de la Compañía.

La Compañía ha adoptado la modificación de la NIC 12 Reforma fiscal internacional - Normas modelo del segundo pilar en el periodo intermedio que finaliza el 30 de junio de 2023. En consecuencia, la Compañía ha aplicado la excepción de no reconocer ni revelar información sobre los activos y pasivos por impuestos diferidos relacionados con los impuestos sobre la renta del segundo pilar. Esta excepción se ha aplicado de forma retroactiva, pero no se ha comunicado ningún ajuste de las cifras comunicadas anteriormente.

x) Pronunciamientos contables futuros

La Compañía tiene previsto adoptar las siguientes modificaciones de las normas contables, emitidas por el IASB, que son efectivas para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Los pronunciamientos se adoptarán en sus respectivas fechas de entrada en vigor; sin embargo, no se espera que cada uno de ellos tenga un impacto material en los estados financieros.

i) Enmiendas a NIC 1, Presentación de los Estados Financieros

En enero de 2020, la IASB emitió modificaciones a la NIC 1 Presentación de estados financieros, con el fin de aclarar sus requisitos para la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en los estados de situación financiera. Entrará en vigencia el 1 de enero de 2024.

En octubre de 2022, IASB emitió modificaciones a la NIC 1, que especifican la clasificación y revelación de un pasivo con pactos. Entrará en vigencia el 1 de enero de 2024. La compañía seguirá supervisando y evaluando los efectos de la modificación de la NIC 1. La Compañía no prevé ningún impacto material de estas modificaciones en los estados financieros consolidados como consecuencia de la aplicación inicial.

4. Determinación de los valores razonables

NOTARÍA 65 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductora e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Una serie de políticas y divulgaciones contables de la Compañía exigen la determinación del valor razonable para los activos y pasivos financieros y no financieros. Los valores justos se determinaron para efectos de medición y/o divulgación, de acuerdo con los siguientes métodos. Cuando aplique, se divulga información adicional sobre los supuestos realizados para determinar los valores justos en las notas específicas a dicho activo o pasivo.

a) PP&E y activos de exploración intangibles

El valor razonable de PP&E y de los activos de exploración intangibles se determina si existen indicadores de deterioro. El valor razonable de PP&E es el valor estimado por el que se podría intercambiar el PP&E en la fecha de adquisición entre un comprador dispuesto y un vendedor dispuesto, en una transacción en igualdad de condiciones, después de la debida comercialización en la que las partes hayan actuado con conocimiento, prudencia y sin coacción. El valor razonable de los activos de petróleo y gas natural (incluidos en PP&E) se estima con referencia a los flujos de caja con descuento que se espera resulten de la producción de petróleo y gas natural, de acuerdo con los informes de reservas preparados externamente. La tasa de descuento ajustada al riesgo es específica para el activo con referencia a las condiciones generales del mercado.

b) Efectivo, cuentas por cobrar, y cuentas por pagar y pasivos acumulados

El valor razonable del efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar, y pasivos acumulados se estima como el valor presente de los flujos de caja futuros, descontados a la tasa de interés en el mercado a la fecha de reporte. A 31 de diciembre de 2023 y 2022, el valor razonable de estos balances se aproximaba a su valor en libros debido al corto plazo de su vencimiento.

c) Opciones de acciones

El valor razonable de las opciones de compra de acciones se mide utilizando el modelo de fijación de precio de Black-Scholes. La información de medición incluye el precio de la acción a la fecha de medición, el precio de ejercicio de la opción, la volatilidad esperada del precio de la acción a futuro, la vida esperada promedio ponderado de los instrumentos (de acuerdo con la experiencia histórica y el comportamiento general del titular de la opción), los dividendos esperados, la tasa de caducidad esperada y la tasa de interés libre de riesgo (de acuerdo con las Garantías del Gobierno de Canadá) para la vida esperada relevante, según se describe en la nota 17 - Capital social.

d) Unidades de acciones restringidas, liquidadas en efectivo, unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o en acciones y unidades de acciones según el desempeño y unidades de acciones diferidas

El valor razonable de las CRSU, DSU, CosRSU y CosPSU se miden de acuerdo con el precio en el mercado de las acciones de Parex a la fecha de cada balance general. Remítase a la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo.

e) Activo / pasivo financiero derivado

Los contratos de manejo del riesgo se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato de derivados, y se miden nuevamente a su valor razonable en cada fecha posterior de presentación de informes. El valor razonable del contrato de manejo del riesgo al reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Después del reconocimiento inicial, los valores justos se basan en los precios cotizados en el mercado, en la medida en que se encuentran disponibles en mercados activos; de otra manera, los valores justos se estiman de acuerdo con los precios en el mercado en la fecha de reporte para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

5. Cuentas por cobrar

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022
Cuentas comerciales por cobrar	$	**105.625**	$	113.176
Impuesto al Valor Agregado (IVA)		**12.942**		4.782
	$	**118.567**	$	117.958

NOTARÍA 59 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las cuentas comerciales por cobrar constan principalmente de cuentas por cobrar por la venta de crudo relacionadas con las ventas de crudo de la Compañía. El IVA por cobrar es de $13,0 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $4,8 millones). Todas las cuentas por cobrar se deben recibir dentro de doce meses y, por ende, se reconocen como activos corrientes.

6. Inventario de crudo

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Inventario de crudo	$ 4.254	$ 4.633

El inventario de crudo consta del crudo en tránsito a la fecha del balance general y se valora al menor costo, utilizando el método de costo promedio ponderado y el valor realizable neto. Los costos incluyen gastos directos e indirectos incurridos para llevar el crudo a sus condiciones y ubicación existentes. Durante el 2023, $704,4 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $653,9 millones) en costo de inventario de crudo producido se aplicó a gastos en los estados consolidados de ingresos integrales. El crudo comprado se vende de inmediato. El costo asociad al crudo comprado se presenta en los estados consolidados de Ingreso Integral como gasto de crudo comprado.

7. Activos de exploración y evaluación

Costo		
Balance a 31 de diciembre de 2021	**$**	**95,496**
Adiciones y transferencias		122,273
Cambios en el pasivo de desmontaje		1,370
Afectación por exploración y evaluación		(103,394)
Balance a 31 de diciembre de 2022	**$**	**115,745**
Adiciones y transferencias		172,410
Cambios en el pasivo de desmontaje		6,293
Afectación por exploración y evaluación		(82,858)
Balance a 31 de diciembre de 2023	**$**	**211,590**

Adiciones y transferencias
Los activos de E&E constan de los proyectos de exploración de la Compañía a la espera de la decisión que defina si son reservas comprobadas o probables o deterioro. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, las adiciones de $172,4 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $122,3 millones) representan la participación en costos de la Compañía incurridos en activos de E&E durante el periodo. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, se capitalizaron $2,3 millones en costos generales y administrativos (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $1,0 millones) con respecto a las actividades de exploración y evaluación durante el periodo actual.

Deterioros del 2023
Durante el 2023, la Compañía culminó una revisión de deterioro de activos E&E. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los bloques VIM-43 y LLA-134 por costos relacionados con los pozos de exploración, que indicaron resultados no económicos, la Compañía tiene planes de renunciar al bloque LLA-134. Además, el deterioro incluye los costos del bloque LLA-81 que se deterioraron al transferirse a propiedad, planta y equipo, ya que el valor contable superaba su valor recuperable.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La revisión de deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable, menos el costo de enajenación (partida de nivel 3), para determinar el valor recuperable que se estableció en $0 para los activos de los bloques VIM-43 y LLA-134 y $12,3 millones para los activos del bloque LLA-81. Se determinó que el deterioro fue de $82,9 millones, los cuales se registran en los estados consolidados de ingresos integrales para el año que termina el 31 de diciembre de 2023.

Deterioros del 2022

Durante el 2022, la Compañía culminó una revisión de deterioro de activos E&E. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los costos del bloque Fortuna y los costos del bloque CPO-11 relacionados con pozos de exploración que indicaron resultados no económicos y la Compañía tiene planes de renunciar al bloque. La revisión de deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable, menos el costo de enajenación (partida de nivel 3), para determinar el valor recuperable que se estableció en $0 para estos activos. Se determinó que el deterioro fue de $103,4 millones, los cuales se registran en los estados consolidados de ingresos integrales para el año que termina el 31 de diciembre de 2023.

El método del valor razonable menos el costo de enajenación requiere hipótesis que son datos de nivel 3.

A 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, la Compañía no contaba con activos de E&E en Canadá.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

8. Propiedad, planta y equipo

		Canadá		Colombia		Total
Costo						
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	11.886	$	2.658.714	$	2.670.600
Adiciones y transferencias		2.078		387.901		389.979
Adición de activos por derecho de uso (no monetarios)		1.832		1.100		2.932
Cambios en el desmontaje y pasivo ambiental		-		3.384		3.384
Balance a 31 de diciembre de 2022		15.796		3.051.099		3.066.895
Adiciones y transferencias		1.816		309.117		310.933
Cambios en el desmontaje y pasivo ambiental		-		25.721		25.721
Balance a 31 de diciembre de 2023	$	16.612	$	3.385.937	$	3.403.549
Depreciación, agotamiento y amortización acumulados						
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	6.297	$	1.654.932	$	1.661.229
Agotamiento y depreciación en el año		801		147,801		148,602
Depreciación - Activo por derecho de uso		749		-		749
DD&A incluidos en el costeo de inventario de crudo		-		920		920
Balance a 31 de diciembre de 2022		7.847		1.803.653		1.811.500
Agotamiento y depreciación en el año		1.164		192.225		193.389
Depreciación - Activo por derecho de uso		767		73		840
DD&A incluidos en el costeo de inventario de crudo		-		(37)		(37)
Deterioro de propiedad, planta y equipos		-		59.682		59.682
Balance a 31 de diciembre de 2023	$	9.778	$	2.055.596	$	2.065.374
Valor neto en libros:						
A 31 de diciembre de 2021	$	5.589	$	1.003.782	$	1.009.371
A 31 de diciembre de 2022	$	7.949	$	1.247.446	$	1.225.395
A 31 de diciembre de 2023	$	7.834	$	1.330.341	$	1.338.175

Adiciones y transferencias

En 2023, las adiciones de propiedad, planta y equipo ("PPE") de $310,9 millones se relacionan principalmente con costos de perforación en Colombia en los bloques LLA-26, LLA-34, Cabrestero y Capachos y costos de facilidades en los Bloque LLA-34, LLA-40, Cabrestero, Capachos y VIM-1.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, las adiciones de propiedad, planta y equipo ("PPE") de $390,0 millones se relacionaron principalmente con costos de perforación en Colombia en los bloques LLA-26, LLA-34, LLA-40, Cabrestero, Capachos, Fortuna, VIM-1 y Boranda y costos de facilidades en el Bloque LLA-34, Cabrestero, Capachos y VIM-1.

Para el año terminado en Diciembre 31, 2023 se incluyeron costos de desarrollo de $409.5 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $524.7 millones) en el cálculo de agotamiento para los activos de desarrollo y producción. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, se capitalizaron $7.1 millones en costos generales y administrativos (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $8.6 millones) con respecto a las actividades de desarrollo y producción durante el periodo actual.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Deterioro

El valor neto en libros de los activos PP&E de la Compañía se revisan en cada fecha de reporte para determinar si hay cualquier indicio de deterioro. Una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables de la CGU Boranda/Fortuna en la cuenca de Magdalena a finales de año puso de manifiesto un descenso con respecto a la estimación del año anterior. La Gerencia consideró que se trataba de un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión del deterioro de esta CGU. No se observaron indicadores de deterioro en las demás UGE.

2023

La Compañía determinó que el valor contable de la CGU Boranda/Fortuna en la cuenca de Magdalena superaba su valor recuperable y se registró un deterioro de $59,7 millones en los estados consolidados de ingresos integrales para el periodo de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2023. Todas las demás CGU tenían valores recuperables superiores a sus valores contables. El valor recuperable se estimó utilizando el valor razonable, menos el costo de enajenación. El método del valor razonable menos el costo de enajenación requiere hipótesis que son datos de nivel 3.

El valor razonable se determinó utilizando los flujos de caja netos futuros con descuento, después de impuestos, de las reservas comprobadas más probables, utilizando los precios y costos de proyección preparados por los evaluadores de reservas calificados externos de la Compañía a 31 de diciembre de 2023. Remítase a la nota 12 - Plusvalía para los precios de crudo futuros utilizados por el evaluador de reservas independiente de Parex. No hay activos de E&E asociados con esta CGU. Los flujos de caja futuros se descontaron utilizando una tasa del 14%. A 31 de diciembre de 2023, el valor recuperable del CGU de Boranda/Fortuna se estimó en $40,9 millones. Un cambio del 1% en la tasa de descuento asumida o un cambio del 5% en los estimados de precios a futuro sobre la vida de las reservas tendría un impacto menor en el deterioro.

2022

Al 31 de diciembre de 2022, no había indicios de deterioro observados, o indicios que requirieran una reversión de deterioros previamente registrados.

9. Inventario a largo plazo

La Compañía dispone de existencias de materiales de larga duración, como tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes.

Costo		**25.005**
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	186.080
Adiciones		(45.814)
Transferencias a activos E&E y PP&E		**165.,271**
Balance a 31 de diciembre de 2022		114.803
Adiciones		(75.373)
Transferencias a E&E y PP&E		**204.701**
Balance a 31 de diciembre de 2023	$	25.005

10. Deuda bancaria

	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Deuda bancaria	$ **90.000**	$ -

La Compañía tiene una línea de crédito garantizada senior que con un sindicato de bancos que, a 31 de diciembre de 2023, tenía una base de préstamo por un valor de $200,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $200,0 millones).

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0266 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El propósito de la línea de crédito es servir de medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o carta de crédito en la medida en que surjan. A 31 de diciembre de 2023, se retiraron $90,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $0 millones) sobre la línea de crédito.

La línea de crédito devenga intereses de la siguiente manera:
(i) cada Préstamo basado en el SOFR devengará intereses a una tasa anual igual al SOFR más el margen aplicable indicado en la tabla de precios del contrato; pagaderos en la fecha de reembolso a mes vencido; y
(ii) cada Préstamo a la Tasa Básica Estadounidense devengará intereses a un tipo de interés variable anual igual a la Tasa Básica Estadounidense más el margen aplicable indicado en la tabla de precios del contrato; pagaderos trimestralmente a vencimiento;
(iii) cada Préstamo Canadiense a Tasa Preferente devengará intereses a una tasa de interés variable anual igual a la tasa Preferente Canadiense más el margen aplicable indicado en la tabla de precios del contrato; pagaderos trimestralmente a vencimiento; y
(iv) las comisiones de compromiso pagaderas a trimestre vencido se calcularán sobre la base de la tabla de precios del acuerdo.
La línea de crédito está garantizada por los activos colombianos de la Compañía y tiene fecha de vencimiento final el 21 de mayo de 2025. La siguiente revisión anual se programó para mayo de 2024.

Los convenios claves incluyen una deuda continua de financiamiento total de cuatro trimestres al EBITDA ajustado de 3:50:1 y otros convenios operativos estándar A 31 de diciembre de 2023, la Compañía cumplió con todos los convenios.

La Compañía suministró también un acuerdo general de garantía a Export Development Canada ("EDC") en conexión con las garantías de cumplimiento que respaldan las cartas de crédito suministradas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y a la Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") por bloques en Compañía conjunta relacionados con los compromisos de trabajo de exploración sobre sus concesiones en Colombia (véase la nota 26 - Compromisos y Contingencias). Esta facilidad de garantía de cumplimiento tiene un límite de $150,0 millones (Diciembre 31, 2022 – límite de $150,0 millones) de los cuales $8,0 millones se utilizan a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022- $9,4 millones). Al 31 de diciembre de 2023, hay $ 133,0 millones adicionales (31 de diciembre de 2022 - $119,7 millones) de cartas de crédito proporcionadas por bancos latinoamericanos seleccionados sin garantía.

11. Obligación de arrendamiento

La Compañía tiene los siguientes compromisos futuros asociados con su obligación de arrendamiento de oficinas:

		Canadá		Colombia		Total
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	**5.079**	$	**-**	$	**5,079**
Adiciones		1.832		1.100		2.932
Gastos de intereses		46		34		80
Pagos de arrendamiento		(729)		(36)		(765)
Ganancia por cambio de divisas		(449)		(43)		(492)
Balance a 31 de diciembre de 2022	$	**5.779**	$	**1.055**	$	**6.834**
Gastos de intereses		43		151		194
Pagos de arrendamiento		(746)		(160)		(906)
Pérdida por cambio de divisas		78		270		348
Balance a 31 de diciembre de 2023	$	**5.154**	$	**1.316**	$	**6.470**
Obligación corriente		**(722)**		**(12)**		**(734)**
Obligación a largo plazo	$	**4.432**	$	**1.304**	$	**5.736**

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Los estados consolidados de ingreso integral del año terminado el 31 de diciembre de 2023 incluyen gastos relacionados con arrendamientos de la siguiente manera: $0,2 mil (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $0,1 millones) de gastos por intereses relacionados con la obligación de arrendamiento, $0,8 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $0,7 millones) de depreciación de activos por derecho de uso, $0,8 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $0,7 millones) de componentes que no son de arrendamiento asociados con la obligación de arrendamiento de oficinas y $2,2 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $1,3 millones) relacionados con arrendamientos a corto plazo y de bajo valor.

Las salidas de efectivo totales relacionadas con la obligación de arrendamiento de oficinas fueron de $2,5 millones para el año terminado a 31 de diciembre de 2023 (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $2,2 millones).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía incluyó una adición por el arrendamiento de oficinas en Canadá, donde la misma firmó un nuevo acuerdo para espacio de oficinas adicional, y una adición en Colombia por el arrendamiento relacionado con un sistema de generación de energía de una granja solar en el bloque Cabrestero.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

12. Plusvalía

		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Plusvalía	$	73.452	73.452

Prueba de deterioro de la plusvalía

La Compañía realizó su prueba anual de deterioro de plusvalía a la fecha del balance general de acuerdo con su política descrita en la nota 3 - Resumen de políticas contables importantes. La Compañía asignó su plusvalía al segmento operativo de Colombia.

El valor razonable estimado, menos el costo de enajenación del segmento operativo en Colombia superó el valor en libros. Como resultado, no se registró deterioro en la plusvalía.

Técnicas de valoración

El monto recuperable del grupo de CGU al que se asignó la plusvalía se basa en el valor razonable, menos el costo de enajenación. La técnica utilizada para determinar el valor recuperable se basa en el valor presente neto de los flujos de caja después de impuestos de las reservas de petróleo y gas del grupo de CGU de acuerdo con las reservas estimadas por el evaluador de reservas independiente de Parex y el valor razonable de los terrenos sin desarrollar, de acuerdo con los estimados, teniendo en cuenta las métricas de adquisición de transacciones recientes finalizadas en activos similares a aquellos contenidos dentro del grupo relevante de CGUs. El proceso de descuento utiliza una tasa de retorno comparable al riesgo asociado a los activos y el valor de la moneda en el tiempo. Este enfoque requiere supuestos sobre ingresos, precios futuros del crudo, tarifas tributarias y tasas de descuento, los cuales son entradas de nivel 3.

Supuestos relevantes

Reservas de crudo

Los supuestos válidos en el momento de la estimación de la reserva pueden cambiar considerablemente cuando la nueva información se encuentre disponible. Los cambios en estimados de precios a futuro, costos de producción o tasas de recuperación pueden cambiar el estado económico de las reservas y finalmente llevar al replanteamiento de las mismas.

Precios futuros del crudo

Se utilizan estimados de precios a futuro del crudo en el modelo de flujo de caja. Los precios de los artículos de consumo han presentado fluctuaciones en años recientes debido a factores globales y regionales incluyendo los aspectos fundamentales de la oferta y la demanda, los niveles de inventario, las tasas de cambio, el clima, la economía y los factores geopolíticos. Los precios del crudo a futuro utilizados en el modelo se basan en una proyección de los precios del crudo por parte del evaluador de reservas independiente de Parex.

Precios utilizados a diciembre 31 de 2023, así:

	2024	2025	2026	2027	2028	En adelante-
Brent ($US/bbl)	77,00	79,50	81,49	82,58	84,19	Aumento del 2% al año
WTI ($US/bbl)	72,50	75,00	76,99	78,53	80,10	Aumento del 2% al año

Precios utilizados a diciembre 31 de 2022, así:

	2023	2024	2025	2026	2027	En adelante-
Brent ($US/bbl)	80,00	80,50	81,50	82,00	82,53	aumento del 2% al año
WTI ($US/bbl)	75,00	75,00	75,43	76,94	78,48	aumento del 2% al año

Tasa de descuento

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía asumió una tasa de descuento para poder calcular el valor presente de sus flujos de caja proyectados. La tasa de descuento representó el costo promedio ponderado del capital ("WACC") para empresas comparables que operan en industrias similares, de acuerdo con la información disponible para el público. El WACC es un estimado de la tasa general requerida de retorno en la inversión para propietarios de deuda y patrimonio y sirve de base para el desarrollo de una tasa de descuento adecuada. Su determinación requiere un análisis independiente del costo del patrimonio y de la deuda y contempla una prima de riesgo basada en la evaluación de riesgos relacionados con los flujos de caja proyectados del grupo basados en las CGU cuyos ingresos se denominan en USD. La tasa de descuento después de impuestos utilizada en el desarrollo de la prueba de deterioro fue del 14% (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - 14%).

El valor razonable del grupo de CGUs de Colombia superó el valor en libros. De acuerdo con el análisis de sensibilidad, ningún cambio razonablemente posible en los supuestos de tasa de descuento haría que el valor en libros de las CGU del Grupo de Colombia supere su monto recuperable.

13. *Ventas de crudo y gas natural*

Los ingresos por ventas de petróleo y gas natural de la Compañía se determinan de conformidad con los términos de los contratos de ingresos. El precio de transacción del crudo y el gas natural se basa en el precio del artículo de consumo en el mes de producción, ajustado por calidad, ubicación, deducciones permitidas, si las hubiera, u otros factores. Los precios de los artículos de consumo se basan en índices de mercado que se determinan mensual o diariamente.

Las ventas de petróleo y gas natural de la Compañía por producto son los siguientes:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Crudo	$	1.402.331	$	1.622.707
Gas natural		10.096		20.882
Ventas de crudo y gas natural		1.412.427		1.643.589
Otros ingresos		2.125		-
Ingresos	$	1.414.552	$	1.643.589

Al 31 de diciembre de 2023, las cuentas por cobrar de contratos con clientes, que se incluyen en las cuentas por cobrar, ascendían a $105,6 millones (al 31 de diciembre de 2022 - $113,2 millones).

14. *Gasto Financiero Neto*

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Cargos bancarios y tarifas de facilidades de crédito	$	5.524	$	3.875
Acumulación de pasivos de desmontaje y ambientales		8.701		5.807
Intereses y otros ingresos		(14.520)		(9.015)
Interés de activo por derecho de uso		194		80
Pérdida en la liquidación de pasivos de desmontaje		199		532
Posición para pérdidas crediticias esperadas (recuperación)		(421)		(557)
Otro		2.219		(29)
Gasto financiero neto	$	1.896	$	693

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Gasto ingreso financiero no monetario	$	8.546	$	5.580
(Ingreso) gasto financiero monetario		(6.650)		(4887)
Gasto financiero neto	$	1.896	$	693

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

15. Pasivos de compensación basada en acciones, liquidados en efectivo

Los pasivos de compensación basada en acciones, liquidados en efectivo son los siguientes:

		31 de diciembre de 2023		31 de diciembre de 2022
DSU a largo plazo por pagar	$	**5.515**	$	4.460
CRSU a largo plazo por pagar		**2.404**		2.135
CosRSUs y CosPSUs por pagar a largo plazo		**8.365**		6.537
Total de compensación basada en acciones liquidada en efectivo por pagar	$	**16.284**	$	13.132

16. Desmontaje y pasivos ambientales

		Desmontaje		Medio Ambiente		Total
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	36.730	$	18.224	$	54,954
Adiciones		5.330		3.266		8.596
Conciliación de obligaciones durante el año		(2.871)		(822)		(3.693)
Pérdida por liquidación de obligaciones		532		-		532
Gasto de Acumulación		3.663		2.144		5.807
Cambio en estimación - inflación y tasas de descuento		(12.504)		(5.233)		(17.737)
Cambio en estimados - costos		13.733		162		13.895
Ganancia por cambio de divisas		(5.795)		(3.267)		(9.062)
Balance a 31 de diciembre de 2022	$	38.818	$	14.474	$	53.292
Adiciones		9.676		1.379		11.055
Conciliación de obligaciones durante el año		(3.110)		(3.695)		(6.805)
Pérdida por liquidación de obligaciones		199		-		199
Gasto de Acumulación		6.098		2.603		8.701
Cambio en estimación - inflación y tasas de descuento		17.592		2.316		19.908
Cambio en estimados - costos		(1.331)		2.382		1.051
Pérdida por cambio de divisas		3.581		4.750		8.331
Balance a 31 de diciembre de 2023		**71.523**		**24.209**		**95.732**
Obligación corriente		(3.000)		(3.000)		(6.000)
Obligación a largo plazo	$	**68.523**	$	**21.209**	$	**89.732**

Las obligaciones totales ambientales, de desmontaje y restauración se determinaron por parte de la gerencia, de acuerdo con los costos estimados para liquidar las obligaciones de impacto ambiental incurridas y reclamar y abandonar los pozos y los sitios de pozo, de acuerdo con los requerimientos contractuales. Se espera que las obligaciones se financien de los recursos internos de la Compañía disponibles en el momento de la liquidación.

El total de desmontaje y responsabilidad ambiental se estima con base en la propiedad neta de la Compañía en pozos perforados al 31 de diciembre de

2023, los costos estimados para abandonar y recuperar los pozos y sitios de pozos y el momento estimado de los costos que se pagarán en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de caja requeridos para

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

liquidar el pasivo de desmontaje de la Compañía es de aproximadamente $201.4 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $147.6 millones) y se espera que la mayoría de estos costos se presenten en el 2033 o después de ese año. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgos del 9,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2022 -tasa de descuento libre de riesgo del 14% y tasa de inflación del 3,5%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizada en el 2023 y el 2022 se basan en las tasas previstas de Colombia.

En el pasivo por desmontaje se incluyen $3,0 millones (31 de diciembre de 2022 – $6,5 millones) que se clasifican como obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de caja requeridos para liquidar el pasivo de ambiental de la Compañía es de aproximadamente $33,4 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $19,5 millones) y se espera que la mayoría de estos costos se presenten en el 2033 o después de ese año en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgos del 9,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2022 -tasa de descuento libre de riesgo del 14% y tasa de inflación del 3,5%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizada en el 2023 y el 2022 se basan en las tasas previstas de Colombia.

En el pasivo ambiental se incluyen $3.0 millones (31 de diciembre de 2022 – $1.2 millones) que se clasifican como obligación corriente.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

17. Capital social

a) Acciones ordinarias emitidas y en circulación

	Número de acciones		Valor
Balance a 31 de diciembre de 2021	120.265.664	$	731.713
Emitido por ejercicio en efectivo de opciones y RSU	667.159		5.660
Asignación del superávit aportado - ejercicio de las opciones de compra y RSUs	-		5.424
Readquisición de acciones	(11.820.533)		(60.079)
Balance a 31 de diciembre de 2022	109.112.290	$	682.718
Emitido por ejercicio en efectivo de opciones y RSU	327.528		3.827
Asignación del superávit aportado - ejercicio de las opciones de compra y RSUs	-		2.129
Readquisición de acciones	(5,628,100)		(27.857)
Balance a 31 de diciembre de 2023	**103,811,718**	**$**	**660.817**

La Compañía autorizó un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto sin valor nominal.

En el 2023, se ejerció un total de 327.528 opciones de compra de acciones y RSUs por ganancias de $3,8 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - se ejercieron 667.159 opciones y RSUs por $5,7 millones).

En 2023, la Compañía re-adquirió 5.628.100 acciones ordinarias, conforme a su Oferta de Emisor en Curso Normal a un costo de $105,1 millones, con un costo promedio por acción de Cdn$25,16 (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - se readquirieron 11.820.533 acciones ordinarias por $221,5 millones a un costo promedio por acción de Cdn$24.08). El costo de readquisición de acciones ordinarias a un precio que supera su valor en libros promedio se cargó a las ganancias retenidas.

Los dividendos pagados en 2023 ascendieron a $118,7 millones o Cdn$1,50 por acción (2022 - $75,5 millones o Cdn$0.89 por acción) a los accionistas registrados para cada pago de dividendos.

b) Opciones de acciones

La Compañía tiene un plan de opción de compra de acciones que dispone la emisión de opciones de compra de acciones para los funcionarios y ciertos empleados de la Compañía para adquirir acciones ordinarias. El número máximo de opciones reservado para emisión bajo el Plan de Opción de Compra de Acciones no puede exceder el 5% del número de acciones ordinarias emitidas y en circulación. Las opciones de compra de accions por lo general se confieren durante un periodo de tres años y vence a los 5 años a partir de la fecha del otorgamiento.

	Número de opciones	Precio promedio ponderado del ejercicio en Cdn$/opción
Balance a 31 de diciembre de 2021	995.132	19,36
Otorgado	172.103	27,01
Ejercido	(409.187)	17,47
Balance a 31 de diciembre de 2021	758.048	22,12
Otorgado	196.583	22,79
Ejercido	(263.986)	19,47
Balance a 31 de diciembre de 2021	**690.645**	**23,32**

NOTARIA 59 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original; cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las opciones de acciones en circulación y la vida restante en promedio ponderado de las opciones de acciones a 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

	Opciones en circulación			Opciones conferidas		
Precio del ejercicio Cdn$	Número de opciones	Vida restante en promedio ponderado (años)	Precio promedio ponderado del ejercicio en Cdn$/opción	Número de opciones	Vida restante en promedio ponderado (años)	Precio promedio ponderado del ejercicio en Cdn$/opción
$18,24 - $21,92	176.080	1,85	21,25	116.153	1,72	21,04
$21,93 - $22,41	140.334	1,11	22,18	140.334	1,11	22,18
$22,42 - $24,12	202.128	4,05	22,77	3.696	2,24	22,64
$24,13 - $26,44	3.892	3,43	25,68	1.297	3,43	25,68
$26,45 - $28,39	168.211	3,11	27,04	56.058	3,11	27,04
	690.645	**2,66**	**23,32**	**317.538**	**1,71**	**22,64**

El valor razonable de cada opción otorgada se estima en la fecha del otorgamiento utilizando el modelo de precios de opciones de Black-Scholes con los siguientes supuestos en promedio ponderado:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		
Tasa de interés libre de riesgo (%)	**3,38**	1,58
Vida esperada (años)	**4**	4
Volatilidad esperada (%)	**48**	48
Tasa de caducidad (%)	**3**	3
Dividendos esperados	**6,01**	4,96

El valor razonable promedio ponderado a la fecha del otorgamiento del año que termina el 31 de diciembre de 2023 era de Cdn$5.97 por opción (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - Cdn$ 10.42 por opción). El precio de acción promedio ponderado a la fecha de ejercicio para las opciones ejercidas en el 2023 era de Cdn $24,37 (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - Cdn$ 26,15)

d) Unidades de acciones restringidas

De conformidad con el plan de RSU, la Compañía tenía un plan de PSU que otorga unidades de acciones restringidas a ciertos empleados. El plan venció durante el primer trimestre de 2022 y fue sustituido por el plan CosRSU.

d) Compensación basada en acciones liquidada con patrimonio

Para el año que termina el 31 de diciembre de			
Gasto de opción de compra	$	**1.043**	**1.228**
Total de gasto de compensación basada en acciones liquidado con patrimonio	$	**1.043**	1.228

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

a. Planes de incentivos liquidados en efectivo

a) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o en acciones y Unidades de acciones por desempeño ("CosRSU y CosPSU")

La compañía cuenta con un plan de incentivos en efectivo o en acciones (RSU/PSU). Este plan prevé la emisión de RSU y PSU a determinados empleados de Parex Canadá. El plan da derecho a los titulares a recibir un pago en efectivo equivalente al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía al momento del ejercicio o el empleado puede optar por recibir la concesión en acciones ordinarias de Parex. Las CosRSU y las CosPSU se adjudican durante un período de tres años y se ejercen en la fecha de adjudicación.

CosRSU:

	Número de CosRSU
Balance a 31 de diciembre de 2021	1.196.332
Otorgado [1]	581.226
Ejercido	(602.568)
Prescrito	(23.286)
Balance a 31 de diciembre de 2022	1.151.704
Otorgado [1]	676.119
Ejercido	(582.105)
Prescrito	(9.203)
Balance a 31 de diciembre de 2023	**1.236.515**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre concesiones pendientes.

CosPSU:

	Número de CosPSU
Balance a 31 de diciembre de 2021	701.001
Otorgado [1]	249.673
Otorgado por factor de desempeño	146.232
Ejercido	(372.716)
Prescrito	(2.004)
Balance a 31 de diciembre de 2022	722.186
Otorgado [1]	328.679
Otorgado por factor de desempeño	(19.468)
Ejercido	(209.532)
Balance a 31 de diciembre de 2023	**821.865**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre concesiones pendientes.

Al 31 de diciembre de 2023, no se otorgaron CosRSU ni CosPSU.

El valor razonable promedio ponderado a la fecha de concesión del año que termina el 31 de diciembre de 2023 era de Cdn$22,99 por CosRSU y CosPSU (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - Cdn$18,12 por CosRSU y CosPSU).

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o acciones y el plan de unidades de acciones de rendimiento, la Compañía ha otorgado unidades de acciones de rendimiento liquidadas en efectivo o acciones a ciertos empleados. Las CosPSU se otorgan tres años después de la fecha de concesión. Las CosPSU se pueden otorgar con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de otorgamiento

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Con base en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2x a las CosPSU elegibles para adjudicarse al final del período de desempeño. En marzo de 2023, la junta directiva aprobó la aplicación de un multiplicador de 0,93X a la subvención de CosPSU de 2020, lo que resultó en la emisión de 19.468 CosPSU. En marzo de 2022, la junta directiva aprobó la aplicación de un multiplicador de 1,64X a la subvención de CosPSU de 2019, lo que resultó en la emisión de 148.232 CosPSU.

Las obligaciones por pagos de efectivo bajo los planes CosRSU y CosPSU se acumulan como gastos de compensación durante el período de consolidación con base en el valor razonable de CosRSU y CosPSU. El valor razonable de CosRSU y CosPSU es equivalente al valor de cotización de una acción ordinaria de la Compañía en la fecha de valoración. A 31 de diciembre de 2023, el pasivo total de CosRSU y CosPSU acumulado es de $24,7 millones (31 de diciembre de 2022 - $17,1 millones) de los cuales $8,4 millones (31 de diciembre de 2022 -$6,5 millones) se clasifican como de largo plazo, de acuerdo con el período de otorgamiento de tres años.

b) Unidades de acciones diferidas ("DSU")

La Compañía cuenta con un plan de unidad accionaria diferido, de acuerdo al cual la Compañía puede otorgar acciones diferidas a todos los directores no empleados. Las unidades de acciones diferidas se adjudican inmediatamente y se liquidan en efectivo al jubilarse el director no empleado de la Junta de Parex. El valor de cada DSU a la fecha de ejercicio es equivalente al precio de acción promedio ponderado de cinco días en que se se negocian las acciones ordinarias de la Compañía, justo antes de la fecha de ejercicio. Las DSU solo se pueden redimir después del retiro de la Junta Directiva de la Compañía de acuerdo con los términos del Plan de DSU. El pasivo de las DSU no se puede conciliar con la emisión de acciones ordinarias.

	Número de DSUs	Precio promedio ponderado del ejercicio Cdn$/DSU
Balance a 31 de diciembre de 2021	255.528	-
Otorgado [1]	44.237	-
Balance a 31 de diciembre de 2022	299.765	-
Otorgado [1]	43.529	-
Ejercido en el momento del retiro de la junta	(30.000)	-
Balance a 31 de diciembre de 2023	**313.294**	**-**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre concesiones pendientes.

El valor razonable a la fecha de otorgamiento es equivalente al precio de acción promedio ponderado de cinco días en que se se negocian las acciones ordinarias de la Compañía, justo antes de la fecha de otorgamiento. El valor razonable promedio ponderado a la fecha de concesión del año que termina el 31 de diciembre de 2023 era de Cdn$27,77 por DSU (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - Cdn$23,79 por DSU).

Dado que las DSU se confieren de manera inmediata, las obligaciones por pagos en efectivo según el plan de DSU se devengan como gasto de compensación inmediatamente en función del valor razonable de las DSU. A 31 de diciembre de 2023, el pasivo total de las DSU es de $5,9 millones (31 de diciembre de 2022- $4,5 millones) de los cuales $5,5 millones (31 de diciembre de 2022 - $4,5 millones) se clasifican como de largo plazo, de acuerdo con los términos del plan de DSU.

c) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU")

Parex Colombia tiene un plan de CRSU que dispone la emisión de las CRSU a ciertos empleados de Parex Colombia. El plan da derecho a los titulares a recibir un pago en efectivo equivalente al precio en el mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio. Las CRSU se otorgan durante un período de tres años y se ejercen en la fecha de concesión. El pasivo de las CRSU no se puede conciliar con la emisión de acciones ordinarias.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

	Número de CRSU	Precio promedio ponderado del ejercicio Cdn$/CRSU
Balance a 31 de diciembre de 2021	818.929	-
Otorgado [1]	399.854	-
Ejercido	(425.924)	-
Prescrito	(35.219)	-
Balance a 31 de diciembre de 2022	757.640	-
Otorgado [1]	344.653	-
Ejercido	(377.086)	-
Prescrito	(46.095)	-
Balance a 31 de diciembre de 2023	**679.112**	-

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre concesiones pendientes.

El valor razonable promedio ponderado a la fecha de concesión del año que termina el 31 de diciembre de 2023 era de Cdn$22,94 por CRSU (año terminado el 31 de diciembre de 2022 - Cdn$18,02 por CRSU).

Las obligaciones de pago de efectivo bajo el plan de CRSU se acumulan como gastos de compensación durante el periodo en que se confieren, de acuerdo con el valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU es equivalente al valor de negociación de una acción ordinaria de la Compañía en la fecha de valoración. A 31 de marzo de 2023, el pasivo total de CRSU acumulado es de $8,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $6,8 millones) de los cuales $2,4 millones (31 de diciembre de 2022 -$2,1 millones) se clasifican como de largo plazo, de acuerdo con el periodo de otorgamiento de tres años.

d) Compensación basada en acciones liquidada en efectivo

Para el año que termina el 31 de diciembre de		**2023**		2022
Gasto de CosRSU y CosPSU	$	**21.550**	$	14.919
Gasto de DSU		**2.091**		104
Gasto de CRSU		**5.680**		2.908
SAR (recuperación)		**-**		(31)
Gasto total de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	$	**29.321**	$	17.900
Pagos en efectivo realizados al ejercicio	$	**20.988**		28.654

19. Impuesto a la renta

Los componentes del gasto tributario para el 2023 y el 2022 fueron los siguientes:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		**2023**		2022
Gasto de impuesto corriente	$	**147.595**	$	345.599
Ajustes con respecto al periodo previo		**8.088**		438
Gasto total de impuesto corriente	$	**155.683**	$	346.037
Impuesto diferido (recuperación)		**(160.753)**		(154.239)
Total Gasto (recuperación) tributaria	$	**(5.070)**	$	191.798

En diciembre de 2021, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ("OCDE") publicó normas modelo para un nuevo marco fiscal mínimo global ("Segundo Pilar"). En mayo de 2023, el CNIC emitió modificaciones a la NIC 12, "Impuesto a la renta" ("NIC 12") para abordar el Segundo Pilar, que aportan claridad sobre los impactos y los requisitos adicionales de divulgación una vez que la legislación se promulgue de forma sustantiva. Parex ha aplicado la exención temporal obligatoria de la NIC 12 y, a su vez, no ha reconocido los impactos del Segundo Pilar en el cálculo de los impuestos diferidos. La Compañía no espera un impacto material como resultado del Segundo Pilar.

NOTARIA 69 DE BOGOTA REPUBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Factores que afectan los gastos de impuestos en el año

La tasa estándar del impuesto de sociedades colombiano para 2023 era del 35% más un recargo aplicable del 10%, ya que Parex es una entidad productora de petróleo según la legislación colombiana. El tipo total del impuesto de sociedades colombiano para 2023 es del 45% (ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2022 - 35%). La siguiente es una conciliación del impuesto a la renta calculada a la tasa de impuesto corporativo en Colombia para el gasto tributario del 2023 y 2022:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Ingreso antes de impuestos	$	454.239	$	803.166
Ingreso antes de impuestos multiplicado por la tasa estándar del impuesto corporativo colombiano del 45% (2022 - 35%)		204.408		281.108
Efectos de:				
Impuestos a la renta registrados a tasas diferentes de la tasa tributaria en Colombia		33.775		(173.172)
Impacto de los cambios en las tasas de impuestos Colombianas		(2.555)		7.698
Impacto de cambios en tasa de impuesto diferido		-		17.183
Gastos no deducibles y otras diferencias permanentes		69.930		5.969
Compensación basada en acciones		240		282
Ajustes con respecto a período previo		(1.444)		(2.920)
Impacto de la tasa de cambio en los pools tributarios denominados en divisas		(307.296)		55.564
Cambio en los activos de impuesto diferido no reconocidos:		(2.128)		86
Total gasto tributario	$	(5.070)	$	191.798

Las tipos impositivos vigentes en Colombia son los siguientes 35% para 2023; y 35% a partir de entonces más una sobretasa aplicable para las empresas colombianas productoras de petróleo de entre el 0% y el 15% en función del precio del crudo Brent en relación con los promedios históricos.

El análisis de los activo del impuesto a la renta diferido es el siguiente:

		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Activos tributarios diferidos a liquidarse dentro de 12 meses	$	1.303	1.113
Activos tributarios diferidos a liquidarse después de más de 12 meses		245.375	109.795
Activos por impuesto a la renta diferido	$	246.678	110.908

El análisis de los pasivos del impuesto a la renta diferido es el siguiente:

		31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
Pasivos tributarios diferidos a liquidarse dentro de 12 meses	$	-	1.381
Pasivos tributarios diferidos a liquidarse después de más de 12 meses		-	23.603
Pasivo por impuesto a la renta diferido	$	-	24.984
(Activo) de impuesto diferido neto	$	(246.678)	(85.924)

Los pasivos y activos del impuesto a la renta diferido a liquidarse (recuperarse) dentro de los 12 meses representan el estimado de la gerencia del tiempo de la reversión de las diferencias temporales y no se correlaciona con el gasto de Impuesto a la renta corriente del año posterior.

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El movimiento durante el año en los activos (pasivos) de impuesto a la renta diferido y los componentes netos es el siguiente:

(Pasivo) tributario diferido	31 de diciembre de 2023	(Cargado) acreditado al estado de ingresos integrales	31 de diciembre de 2022	(Cargado) acreditado al estado de ingresos integrales
PP&E	$ -	$ 41.039	$ (41.039)	$ 57.748
Pasivo de desmontaje	-	(11.746)	11.746	(7.488)
Compensación basada en patrimonio liquidada con efectivo	-	(2.928)	2.928	(195)
Otro	-	(1.381)	1.381	125
Balance, fin del periodo	$ -	$ 24.984	$ (24.984)	$ 50.190

El movimiento durante el año en los activos de impuesto a la renta diferido y los componentes netos es el siguiente:

(Pasivo) tributario diferido	31 de diciembre de 2023	(Cargado) acreditado al estado de ingresos integrales	31 de diciembre de 2022	(Cargado) acreditado al estado de ingresos integrales
PP&E	$ 192.532	$ 100.262	$ 92.270	$ 93.456
Pérdida llevada a los siguientes periodos	-	-	-	(466)
Pasivo de desmontaje	41.165	29.996	11.169	11.169
Otro	12.981	5.512	7.469	(110)
Balance, fin del periodo	$ 246.678	$ 135.770	$ 110.908	$ 104.049

La Compañía presenta pérdidas al igual que otras deducciones acumuladas tributarias excedentes al valor en libros en Canadá disponibles para reducir futuros ingresos gravables en años futuros. Al 31 de diciembre de 2023, el monto del activo por impuesto diferido registrado en Canadá es de $ 7,0 millones. La Compañía no reconoció activos de impuesto a la renta diferido en las pérdidas de capital y en otras partidas en Canadá de $32,0 millones. Las pérdidas no relacionadas con el capital en Canadá vencen en 20 años y las pérdidas de capital se transfieren indefinidamente. La Compañía no tiene pérdidas disponibles en Colombia. Los montos denominados en moneda extranjera se convirtieron a la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2023. A 31 de diciembre de 2023, la Compañía reportaba las siguientes pérdidas llevadas a otros periodos:

	Canadá
Año de vencimiento	
Indefinidamente	$ 157.222
	$ **157.222**

Las ganancias retenidas por las subsidiarias ascendieron a $2,332.8 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - déficit de $1,617.2 millones). No se ha realizado provisión por retenciones y demás impuestos que vencerían para pago en el momento de la distribución de estas ganancias ya que no se espera que se remitan en un futuro previsible.

20. Ingreso neto por acción

a) Ingreso neto por acción básico

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Ingreso neto		**459.309**		611.368
Ingreso neto para efectos de ingreso neto básico por acción	$	**106.247**		611.368
Número promedio ponderado de acciones para efectos del ingreso neto básico por acción (000's)		**106.247**		113.572
Ingreso neto básico por acción	$	**4.32**		5.38

b) Ingreso neto diluido por acción

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Ingreso neto				
Ingreso neto para efectos de ingreso neto básico por acción	$	**459.309**	$	611.368
Número promedio ponderado de acciones para efectos del ingreso neto básico por acción (000's)		**106.247**		113.572
Efecto dilutivo de las opciones de compra de acciones y RSUs sobre posibles acciones ordinarias		**48**		89
Número promedio ponderado de acciones para efectos del ingreso neto diluido por acción		**106.295**		113.661
Ingreso neto diluido por acción	$	**4.32**	$	5.38

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023, se excluyeron 191.416 (31 de diciembre de 2022 - 182.467) opciones de compra de acciones del cálculo de acciones promedio ponderadas diluidas, ya que serían anti-diluibles.

21. Divulgación complementaria de la información del flujo de caja

a) Conciliación de efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

La siguiente tabla concilia el efectivo y equivalentes de efectivo y el efectivo y equivalentes de efectivo restringidos con los importes que figuran en el estado de flujos de efectivo consolidado:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Efectivo y equivalentes de efectivo	$	**140.352**	$	419.002
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - largo plazo [1]		**3.556**		-
	$	**143.908**	$	419.002

(1) Incluido en Otros activos a largo plazo en el balance consolidado.

b) Cambio neto en el capital de trabajo no monetario

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Cuentas por cobrar	$	**(609)**	$	64.191
Montos pagados por anticipado y demás activos corrientes		**7.019**		(39.843)
Inventario de crudo		**379**		(3.248)
Cuentas por pagar y pasivos acumulados		**(304.000)**		254.802
Agotamiento relacionado con el inventario de crudo		**(37)**		920
Desmontaje y pasivos ambientales		**(6.805)**		(3.693)
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	$	**(304.053)**	$	273.219
Operativo	$	**(291.311)**	$	258.712
Inversión		**(12.742)**		14.417
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	$	**(304.053)**	$	273.219

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

c) Intereses e impuestos pagados

Para el año que termina el 31 de diciembre de	2023	2022
Interés en efectivo pagado	$ -	$ -
Impuesto a la renta en efectivo pagado	$ 245.423	-

22. Gastos de salarios y prestaciones de empleados

Para el año que termina el 31 de diciembre de	2023	2022
Salarios, bonos y demás beneficios a corto plazo	$ 47.832	$ 39.746
Compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	1.043	1.228
Compensación basada en acciones liquidada en efectivo	29.321	17.900
	$ 78.196	$ 58.874

Los salarios, bonos y beneficios a corto plazo de los empleados se incluyen en los gastos generales y administrativos en los estados consolidados de ingreso integral. Los gastos de opciones de acciones, CosRSU, CosPSU, CRSUs y DSU se incluyen en el gasto de compensación basada en acciones en los estados consolidados de ingreso integral.

23. Manejo de capital

La estrategia de la Compañía es mantener una sólida base de capital a fin de ofrecer flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de los inversionistas y de los mercados de capital.

La Compañía tiene una línea de crédito garantizada senior que con un sindicato de bancos que, a 31 de diciembre de 2023, tenía una base de préstamo por un valor de $200,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $200,0 millones). El propósito de la línea de crédito es servir de medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o carta de crédito en la medida en que surjan. A 31 de diciembre de 2023, se retiraron $90,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $0 millones) sobre la línea de crédito.

La Compañía suministró también un acuerdo general de garantía a Export Development Canada ("EDC") en conexión con las garantías de cumplimiento que respaldan las cartas de crédito suministradas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y a la Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") por bloques en Compañía conjunta relacionados con los compromisos de trabajo de exploración sobre sus concesiones en Colombia (véase la nota 26 - Compromisos y Contingencias). Esta facilidad de garantía de cumplimiento tiene un límite de $150,0 millones (Diciembre 31, 2022 – límite de $150,0 millones) de los cuales $8,0 millones se utilizan a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022- $9,4 millones). Al 31 de diciembre de 2023, hay $ 133,0 millones adicionales (31 de diciembre de 2022 - $119,7 millones) de cartas de crédito proporcionadas por bancos latinoamericanos seleccionados sin garantía.

A 31 de diciembre de 2023, el superávit de capital de trabajo neto de la Compañía era de $79,0 millones (31 de diciembre de 2022 – $85,0 millones) de los cuales $140,0 millones eran en efectivo.

La Compañía tiene la habilidad de ajustar su estructura de capital al emitir nuevo patrimonio o deuda y realizar ajustes a su programa de gasto de capital y sus programas de recompra de acciones y dividendos, en la medida en que los gastos de capital no se comprometan. La Compañía considera su estructura de capital en este momento para incluir el patrimonio de los accionistas, la línea de crédito y su capital de trabajo. A 31 de diciembre de 2023, el patrimonio de los accionistas era de $1,955.4 millones (31 de diciembre de 2022 - $1,715.0 millones).

24. Instrumentos financieros y manejo del riesgo

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado constan de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivos acumulados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable. Los valores justos de los instrumentos financieros se

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

aproximan a su valor razonable debido a sus vencimientos a corto plazo. El valor razonable de la línea de crédito rotatoria es equivalente a su valor en libros, ya que la línea causa intereses a tasas flotantes y los diferenciales de crédito dentro de la línea indican tasas en el mercado.

Los instrumentos financieros a largo plazo de la Compañía que figuran en el balance consolidado se contabilizan al costo amortizado. Los instrumentos financieros derivados se registran a su valor razonable.

El valor razonable de los instrumentos derivados financieros de la Compañía se cotizan en mercados activos. La Compañía clasifica el valor razonable de estas transacciones de acuerdo con la siguiente jerarquía.

Nivel 1 – precios cotizados en mercados activos para instrumentos financieros idénticos.
Nivel 2 – precios cotizados para instrumentos similares en mercados activos; precios cotizados para instrumentos idénticos o similares en mercados que no son activos; y valoraciones derivadas del modelo en donde todos los aportes importantes y los impulsores de valor significativo se observan en mercados activos.
Nivel 3 – valoraciones derivadas de las técnicas de valoración, en donde uno o más aportes importantes o impulsores de valor importantes no son observables.

Los instrumentos derivados financieros de la Compañía se clasificaron como nivel 2, de acuerdo con la jerarquía de valor razonable descrita arriba. La Compañía utilizó las siguientes técnicas para determinar las mediciones de valor razonable: Los contratos de crudo y divisas se registran a su valor razonable estimado, de acuerdo con la diferencia entre el precio contratado y el precio a futuro del final del periodo para el mismo artículo de consumo y divisa, utilizando precios cotizados en el mercado o el precio a futuro de fin de periodo para el mismo artículo de consumo y divisa, extrapolado al final de la vigencia del contrato.

Al 31 de diciembre de 2023, con otras variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del dólar canadiense y el COP frente al dólar estadounidense habría disminuido (aumentado) la utilidad neta en aproximadamente $8,5 millones.

a) Riesgo Crediticio

El riesgo crediticio es el riesgo de pérdida asociado con la inhabilidad de un tercero de cumplir con sus obligaciones de pago. La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de que los terceros que le adeudan dinero no cumplan con sus obligaciones. La Compañía evalúa la solidez financiera de sus socios en empresas conjuntas y contrapartes comercializadoras de crudo en su manejo de la exposición al crédito.

La Compañía, para el año que termina el 31 de diciembre de 2023, realizaba la mayoría de sus ventas de crudo a 4 contrapartes. El saldo de cuentas por cobrar a 31 de diciembre del 2023 se compone sustancialmente de cuentas por cobrar de clientes dentro de la industria de petróleo y gas y se encuentra sujeto a los riesgos normales de crédito en la industria. La Compañía, históricamente, no ha experimentado ningún problema de recaudo con sus clientes de crudo. Al 31 de diciembre de 2023 no existen cuentas por cobrar vencidas (31 de diciembre de 2022 - $0).

A 31 de diciembre de 2023 y 2022, las cuentas por cobrar de la Compañía presentaban la siguiente antigüedad:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Corriente (menos de 90 días)	$	118.567	$	117.958
Vencidas (más de 90 días)		-		-
Total	$	118.567	$	117.958

Ninguna de las cuentas por cobrar de la Compañía se encuentra afectada a 31 de diciembre de 2023. La exposición al riesgo de crédito máxima asociada con las cuentas por cobrar es el valor total en libros.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

b) Riesgo de liquidez

El enfoque de la Compañía para el manejo del riesgo de liquidez es contar con dinero y/o facilidades de crédito suficientes para cumplir con sus obligaciones en el momento de su vencimiento. La gerencia por lo general proyecta flujos de caja para un periodo de 12 a 36 meses para identificar cualquier requerimiento de financiamiento. La liquidez se maneja a través de efectivo diario y a largo plazo y estrategias de manejo de deuda y de patrimonio. Estas incluyen la estimación del efectivo futuro generado en operaciones, de acuerdo con la producción razonable y los supuestos de precios, la estimación de gastos de capital discrecionales y no discrecionales y la evaluación de la cantidad de patrimonio o financiamiento de deuda disponible. La Compañía se compromete a mantener un balance general sólido y tiene la habilidad de cambiar su programa de capital de acuerdo con los flujos de caja operativos esperados. El saldo retirado de la línea de crédito de la Compañía de $200,0 millones a 31 de diciembre de 2023 era $90,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $0).

Los siguientes son los vencimientos contractuales de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2023:

	Menos de 1 año	2-3 años	4-5 años	En adelante-		Total
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	229.063	-	-	-	$	229.063
Deuda bancaria	-	90,000	-	-		90.000
Obligación de arrendamiento	734	5,736	-	-		6.470
Liquidación en efectivo de los planes de acciones a pagar	22.351	16,284	-	-		38.635
Total	**252.148**	**112,020**	**-**	**-**	**$**	**364.168**

Los siguientes son los vencimientos contractuales de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2022:

	Menos de 1 año	2-3 años	4-5 años	En adelante-		Total
Cuentas por pagar y pasivos acumulados [1]	292.062	-	-	-	$	292.062
Impuesto a la renta corriente por pagar	193.854	-	-	-		193.854
Obligación de arrendamiento	755	6.079	-	-		6.834
Liquidación en efectivo de los planes de acciones a pagar	15.223	13.132	-	-		28.355
Total	501.894	19.211	-	-	$	521.105

(1) Incluye el pasivo de los instrumentos financieros derivados.

c) Riesgo de precio de artículos de consumo

La Compañía se encuentra expuesta a movimientos de precios de artículos de consumo como parte de sus operaciones, particularmente en relación con los precios recibidos por su producción de crudo. El crudo es sensible a una serie de factores globales, muchos de los cuales son ajenos al control de la Compañía. Los cambios en los aspectos fundamentales de la oferta y la demanda global en el mercado del crudo y los eventos geopolíticos pueden afectar considerablemente los precios del crudo. Por lo tanto, estos cambios pueden también afectar el valor de las propiedades de la Compañía, el nivel de gastos de exploración y desarrollo y la habilidad de cumplir con las obligaciones en el momento en que vencen. La producción de crudo de la Compañía se vende bajo contratos a corto plazo, quedando expuesta al riesgo de movimientos de precios cuando se encuentran próximos al vencimiento del término.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de precio de artículos de consumo pendientes.

d) Riesgo de moneda extranjera

NOTARIA 68 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de divisas, ya que varias partes de sus saldos en efectivo se mantienen en dólares canadienses (Cdn$) y pesos Colombianos (COP$) mientras que se espera que sus gastos de capital comprometido se denominen principalmente en dólares de Estados Unidos.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de divisas pendientes.

El siguiente es un resumen de los contratos de gestión del riesgo de divisas vigentes a 31 de diciembre de 2023:

Periodo Cubierto	Referencia	Tipo de opción de moneda	Valor en CAD	Ajuste al precio de ejecución en CAD
Del 24 de enero de 2024 al 15 de febrero de 2024	CAD	Precio de ejecución a futuro	$15.000.000	-0,0015
Del 24 de enero de 2024 al 27 de marzo de 2024	CAD	Precio de ejecución a futuro	$37.000.000	-0,0025

La siguiente tabla resume la pérdida (ganancia) en los contratos de gestión de riesgo de divisas vigentes durante los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Para el año que termina el 31 de diciembre de	2023	2022
Pérdida (ganancia) no realizada en los contratos de manejo del riesgo de divisas	$ (1.278)	$ 807
Ganancia realizada en los contratos de manejo del riesgo de divisas	(4.831)	-
Total	$ (6.109)	$ 807

25. Información segmentada

La Compañía tiene subsidiarias en el extranjero y se suministra la siguiente información segmentada:

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023	Canadá	Colombia	Total
Ventas de crudo y gas natural	$ -	$ 1.414.552	$ 1,414,552
Regalías	-	(244.703)	(244,703)
Ingresos	-	1.169.849	1.169.849
Gastos			
Producción	-	207.129	207.129
Transporte	-	68.306	68.306
Crudo comprado	-	4.583	4.583
General y administrativo	36.164	24.913	61.077
Afectación de activos de propiedad, planta y equipos	-	59.682	59.682
Afectación de activos de exploración y evaluación	-	82.858	82.858
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	1.043	-	1.043
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	23.640	5.681	29.321
Agotamiento, depreciación y amortización	1.931	192.298	194.229
Pérdida (ganancia) en cambio de divisas	(278)	5.764	5.486
	62.500	651.214	713.714
(Ingreso) financiero	(3.973)	(10.547)	(14.520)
Gasto financiero	2.551	13.865	16.416
Gasto (ingreso) financiero neto	(1.422)	3.318	1.896
Ingreso (pérdida) antes del impuesto	(61.078)	515.317	454.239
Gasto de impuesto corriente	5.341	150.342	155.683
Impuesto diferido (recuperación)	(1.945)	(158.808)	(160.753)

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Ingreso (pérdida) neto	**$ (64.474)**	**$ 523.783**	**$ 459,309**
Activos de capital (fin de año)	$ 7.834	$ 1.541.931	$ 1.549.765
Gastos de capital	$ 1.816	$ 481.527	$ 483.343
Total activos (fin de año)	$ 107.334	$ 2.307.993	$ 2.415.327

Para el año que termina el 31 de diciembre de 2022	**Canadá**	**Colombia**	**Total**
Ventas de crudo y gas natural	$ -	$ 1.643.589	$ 1.643.589
Regalías	-	(332.895)	(332.895)
Ingresos	-	1.310.694	1.310.694
Gastos			
Producción	-	129.960	129.960
Transporte	-	61.229	61.229
Crudo comprado	-	9.936	9.936
General y administrativo	33.106	18.116	51.222
Afectación de activos de exploración y evaluación	-	103.394	103.394
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	1.228	-	1.228
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	15.023	2.877	17.900
Agotamiento, depreciación y amortización	1.520	147.831	149.351
Pérdida (ganancia) en cambio de divisas	1.366	(18.771)	(17.405)
	52.243	454.592	506.835
(Ingreso) financiero	(2.684)	(6.331)	(9.015)
Gasto financiero	1.562	8.146	9.708
Gasto (ingreso) financiero neto	(1.122)	1.815	693
Ingreso (pérdida) antes del impuesto	(51.121)	854.287	803.166
Gasto de impuesto corriente	6.632	339.405	346.037
Gasto de impuesto diferido (recuperación)	2.060	(156.299)	(154.239)
Ingreso (pérdida) neto	**$ (59.813)**	**$ 671.181**	**$ 611.368**
Activos de capital (fin de año)	$ 7.949	$ 1.363.191	$ 1.371.140
Gastos de capital	$ 2.078	$ 510.174	$ 512.252
Total activos (fin de año)	$ 284.476	$ 2.029.897	$ 2.314.373

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023 y a 31 de diciembre de 2022, la Compañía tenía un cliente externo en el sector del petróleo y el gas que, sujeto a los riesgos de crédito normales del sector, constituía más del 10% de las ventas de materias primas procedentes de la producción. Las ventas a este cliente ascendieron a 1.028,6 millones de dólares en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023 y a 1.235,0 millones de dólares en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2022, respectivamente.

26. Compromisos y contingencias

a) Colombia

A 31 de diciembre de 2023 existen garantías de cumplimiento con la ANH para determinados bloques. Las garantías se encuentran en forma de cartas de crédito emitidas por un total de $141,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $129,1 millones) para respaldar los compromisos del trabajo de exploración con respecto a los 39 bloques en Colombia.

A 31 de diciembre de 2023, EDC entregó al banco de la Compañía garantías de cumplimiento como respaldo de aproximadamente $8,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $9,4 millones) de las cartas de crédito emitidas en

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

representación de Parex. Las garantías de EDC tienen el respaldo de un acuerdo de garantía general emitido por Parex a favor de EDC. Las cartas de crédito emitidas a la ANH se reducen de vez en cuando para reflejar el trabajo finalizado de manera continua. A 31 de diciembre de 2023, habían cartas de crédito adicionales por $133,0 millones (31 de diciembre de 2022- $119,7 millones) proporcionadas por un banco de América Latina sobre una base no garantizada.
El valor de los compromisos de exploración de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia bajo contratos E&P y los acuerdos de participación en empresas conjuntas se estiman como sigue:

(000s)		
2024	$	21.530
2025		230.793
2026		40.756
En adelante-		164.990
	$	458.069

b) Arrendamientos operativos

En el curso normal del negocio, Parex celebró acuerdos e incurrió en obligaciones que afectarán las operaciones futuras y la liquidez de la Compañía. Estos compromisos incluyen arrendamiento de espacios de oficina y alojamientos.

Los pagos existentes de arrendamiento mínimo relacionados con los espacios de oficina y alojamientos a 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

(000s)		Total	2024	2025	2026	2027	En adelante-
Oficina y alojamientos	$	6.789	2.076	1.085	840	2788	-

27. Divulgaciones de Partes Relacionadas

a) Subsidiarias Relevantes

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Parex Resources Inc. a 31 de diciembre de 2023 y 2022. Transacciones entre subsidiarias que se eliminan en la consolidación.

b) Compensación del personal gerencial clave

La compensación del personal gerencial clave, incluyendo los directores, es la siguiente:

Para el año que termina el 31 de diciembre de		2023		2022
Salarios, honorarios de directores y demás beneficios	$	5.448	$	4.972
Compensación basada en acciones liquidada con patrimonio		637		709
Compensación basada en acciones liquidada en efectivo		5.841		7.984
	$	11.926	$	13.665

c) Otras transacciones

La Compañía no realizó ninguna transacción con partes relacionadas, con entidades externas al grupo consolidado para los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y de 2022.

28. Evento posterior

El 22 de enero de 2024, la Compañía inició un NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según considere conveniente hasta un máximo de 10.198.638 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. El NCIB finalizará el 21 de enero de 2025. La Compañía también ha suscrito un plan automático de compra de acciones con un corredor para facilitar la recompra de Acciones Ordinarias de conformidad con el NCIB de la Compañía. En virtud del plan de compra automática de acciones de la Compañía, el intermediario de la Compañía puede recomprar Acciones Ordinarias en virtud del NCIB durante los periodos de bloqueo autoimpuestos por la Compañía. Hasta la fecha, la Compañía ha recomprado aproximadamente 0,5 millones de acciones en 2024 a un precio medio de Cdn$21,88 por acción, por un valor total de Cdn$11,8 millones de dólares en el marco de la actual oferta normal de emisión.

PAREX RESOURCES- MD&A **PARA EL EJERCICIO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023**

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA GERENCIA

La Siguiente Discusión y Análisis de la Gerencia ("MD&A") de la condición financiera y los resultados de operaciones de Parex Resources Inc. ("Parex" o la "Compañía") para los tres meses y años que terminan el 31 de diciembre de 2023 y 2022 tiene como fecha 29 de febrero de 2024 y se debe leer junto con los estados financieros consolidados de los años que terminan el 31 de diciembre de 2023 y 2022 (los "estados financieros consolidados y auditados"). Los estados financieros consolidados auditados se han elaborado de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("Normas Contables NIIF"), que representan los principios contables generalmente aceptados ("PCGA") para las empresas que rinden cuentas públicamente en Canadá.

La información adicional relacionada con Parex se incluye en los informes presentados ante las autoridades regulatorias de títulos valores de Canadá, incluyendo el Formato de Información Anual (AIF) de fecha 29 de febrero de 2024 y se pueden acceder a través de la página Web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Los montos financieros se expresan en dólares de Estados Unidos, a menos que se disponga lo contrario.

Perfil de la Compañía

Parex es la compañía independiente de petróleo y gas más grande de Colombia y se enfoca en la producción convencional sostenible. La sede corporativa de Parex se encuentra en Calgary, Canadá, y la Compañía tiene una oficina operativa en Bogotá, Colombia. Parex es miembro del índice ESG compuesto S&P/TSX y sus acciones ordinarias cotizan en la Bolsa de valores de Toronto ("TSX") con el símbolo PXT.

Abreviaciones

Favor remitirse a la página final del MD&A donde encontrará las abreviaturas más comúnmente utilizadas en el documento. Consulte el Aviso sobre declaraciones prospectivas y el Aviso sobre medidas financieras que no son PCGA y otras medidas financieras.

Las referencias a la producción de petróleo crudo o gas natural en este MD&A se refiere a los tipos de productos de crudo liviano y mediano, y crudo pesado y gas natural convencional, respectivamente, según se define en el Instrumento Nacional 51-101 - Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101").

Aspectos Relevantes del 2023

NOTARIA 65 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

- La producción anual de crudo y gas natural en 2023 fue de una media de 54.356 bpe/d (99% de crudo y 1% de gas natural), lo que supone un aumento del 4% respecto a la producción media de 2022, que fue de 52.049 bpe/d (97% de crudo y 3% de gas natural). La producción por acción*** aumentó un 12% en comparación con 2022, principalmente como resultado de la perforación de desarrollo y la reducción de las acciones en circulación. Consulte "Resultados de operaciones consolidados" para ver la división de producción por tipo de producto.
- Ingresos netos reconocidos de $459,3 millones ($4,32 por acción básica) en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023, frente a ingresos netos de $611,4 millones ($5,38 por acción básica) en 2022.
- Generación de un flujo de fondos operativo anual de $667,8 millones ($6,29 por acción básica**), frente a los $724,9 millones ($6,38 por acción básica) de 2022.
- Los accionistas recibieron un total de $223,7 millones en concepto de dividendos de $118,7 millones, y recompra de acciones de $105.1 millones. Recompra de 5.6 millones de acciones ordinarias en el marco de la oferta de emisión en curso normal ("NCIB") de la Compañía, reduciendo las acciones en circulación en un 5% en 2023. El dividendo trimestral ordinario de la Compañía aumentó un 50%, hasta Cdn$0,375 para 2023, frente a los Cdn$0,250 del cuarto trimestre de 2022.

Tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023 ("cuarto trimestre o Q4") -Aspectos Relevantes

- La producción trimestral de petróleo y gas natural fue de 57.329 boe/d6 (98% de crudo y 2% de gas natural) en promedio, un aumento del % con respecto al cuarto trimestre de 2022. Consulte "Resultados de operaciones consolidados" para dividir la producción por tipo de producto.
- Ingresos netos reconocidos de $133,8 millones ($1,28 por acción básica), frente a unos ingresos netos de $250,0 millones ($2,29 por acción básica) en el trimestre comparativo de 2022.
- Se generó un FFO* trimestral de $193,4 millones ($1,85 por acción básica**), frente a los $85,2 millones ($0,78 dólares por acción básica) del cuarto trimestre de 2022.
- Generó una ganancia neta operativa** de $41,79/boe (4Q 2022 - $51,29 /boe) y una ganancia neta FFO** de $36,81 /boe (4Q 2022 - $17,02/boe) a partir de un precio medio del Brent de $82,90/boe (2022 - $88,63/boe).

* Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
** Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
*** Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Resumen Financiero

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
(Cifras Financieras en $000s, salvo por los valores de acciones)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Crudo ligero y Crudo medio (bbl/d)	**9.700**	10.511	**8.417**	7.471	6.831
Crudo pesado (bbl/d)	**46.760**	42.746	**45.163**	43.008	38.449
Producción promedio de crudo (bbl/d) [1]	**56.460**	53.257	**53.580**	50.479	45.280
Promedio de producción de gas natural convencional (mcf/d) [1]	**5.214**	6.000	**4.656**	9.420	10.308
Producción promedio de petróleo y gas natural (boe/d)	**57.329**	54.257	**54.356**	52.049	46.998
División de producción (% de petróleo crudo)	**98**	98	**99**	97	96
Ventas de petróleo y gas natural [6]	**71.12**	74.81	**71.00**	86.88	60.97
Ganancia neta operativa ($/boe) [1]	**41.79**	51.29	**44.84**	59.06	42.53
Ventas de crudo y gas natural	**373.643**	376.347	**1.414.552**	1.643.589	1.057.184

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Flujo de fondos de las operaciones [7]	**193.377**	65.194	**667.762**	724.690	577.545
Por acción – básico [1] [3]	**1.85**	0.78	**6.29**	6.38	4.61
Por acción - diluida [1] [3]	**1.85**	0.78	**6.28**	6.38	4.60
Ingreso neto	**133.783**	249.958	**459.309**	611.368	303.105
Por acción – básico [3]	**1.28**	2.29	**4.32**	5.38	2.42
Por acción - diluida [3]	**1.28**	2.29	**4.32**	5.38	2.41
Dividendos pagados	**29.505**	20.108	**118.676**	75.491	47.631
Por acción - Cdn$ [3] [6]	**0.375**	0.25	**1.50**	0.89	0.50
Acciones recompradas	**22.453**	3.206	**105.068**	221.464	218.491
Número de acciones recompradas (en miles)	**1.220**	220	**5.628**	11.821	12.869
Gastos de Capital [2]	**91.419**	147.746	**483.343**	512.252	272.234
Gastos de inventario a largo plazo	**(866)**	56.415	**39.430**	140.266	5.001
Flujo de fondos libres [2]	**101.958**	(62.552)	**184.439**	212.638	305.311
EBITDA [2]	**110.653**	213.604	**650.364**	953.210	633.280
EBITDA ajustado [2]	**201.345**	244.637	**816.815**	1.066.040	689.177
Total activos (fin del periodo)	**2.415.327**	2.314.373	**2.415.327**	2.314.373	1.784.221
Excedente del capital de trabajo (fin del periodo) [4] [7]	**79.027**	84.988	**79.027**	84.988	325.780
Deuda bancaria (fin del periodo) [5]	**90.000**	-	**90.000**	-	-
Promedio ponderado de acciones en circulación (000s)					
Básico	**104.394**	109.107	**106.247**	113.572	125.210
Diluido	**104.448**	109.140	**106.295**	113.661	125.599
Acciones en circulación (fin del periodo) (000s)	**103.812**	109.112	**103.812**	109.112	120.266

(1) Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(2) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(3) Los montos por acción (con la excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(4) El cálculo del capital de trabajo no contempla los valores no retirados disponibles bajo la línea de crédito bancaria sindicada.
(5) Base de préstamo de la línea de crédito bancaria sindicada de $200,0 millones a 31 de diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022.
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(7) Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras". En el cuarto trimestre y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el flujo de fondos procedente de las operaciones incluye un aumento de $100 millones (0,92 por acción de base) en el gasto por impuestos corrientes como consecuencia de una reestructuración interna voluntaria de la Compañía. Véase la sección "Impuesto a la renta".

Guía vs. valores reales de 2023

La tabla siguiente es un resumen de la guía anual original de Parex para 2023 y una revisión de los resultados reales de 2023:

	Orientaciones para 2023 (publicadas en diciembre de 2022)	Reales de 2023	% de variación de la guía de 2023 - punto medio
Precio promedio del crudo Brent ($/bbl)	80	**82**	3
Producción (promedio del periodo) (boe/d) [1]	57.000-63.000	**54.356**	(9)
Total gastos de capital ($ millones) [2]	425-475	**483**	7
Flujo de fondos de las operaciones [4] ($ millones)	645-715	**668**	(2)
Flujo de fondos provistos por ganancias netas operativas [3] ($/boe)	31	**34**	10

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Tasa efectiva tributaria actual sobre FFO (%) [5]	32%	19%	(41)
Retorno del capital (Dividendos y recompra de acciones) - % del total FFo [5]	≥ 33%	34%	3

(1) Consulte "Resultados de operaciones consolidados" para ver la división de producción por tipo de producto.
(2) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(3) Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(4) Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(5) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

En 2023, los precios del crudo Brent fueron ligeramente mayores que las previsiones de Parex. Dado que Parex no tiene coberturas, el aumento de los precios del petróleo contribuyó a aumentar el flujo de fondos proporcionado por las operaciones y el flujo de fondos libres; sin embargo, la reestructuración fiscal voluntaria completada a finales de diciembre de 2022 tuvo un impacto significativo en el flujo de fondos de las operaciones que compensó los volúmenes de producción de petróleo y gas inferiores a las previsiones originales para 2023. El hecho de que los volúmenes medios de producción de Parex en 2023 se situaran por debajo de sus previsiones se debió en gran medida a los retrasos y paradas de producción en el bloque Capachos y a la ralentización de la puesta en marcha del yacimiento de Arauca. Los gastos de capital se situaron por encima de lo previsto, en gran medida como consecuencia de los retrasos en la perforación y las pruebas relacionadas con el programa de perforación de Arauca. El flujo de fondos generado por las operaciones y la ganancia neta generada por las operaciones se situaron en línea o por encima de las previsiones para 2023. Esto se debe en gran medida a una tasa efectiva de impuestos corriente inferior a la prevista debido a la reestructuración fiscal completada a finales de 2022, una banda de sobretasa inferior a la prevista (10%) y una reversión de la no deducibilidad de las regalías por parte de la Corte Constitucional de Colombia.

Retorno del capital a los accionistas

Parex busca proporcionar un retorno significativo de capital a los accionistas a través de dividendos y recompras de acciones, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía para proporcionar un retorno total al accionista. En 2023, Parex recompró el 5% de sus acciones en circulación en virtud del NCIB de la Compañía, tal como tenía previsto. Para aumentar aún más el retorno a los accionistas en 2023, la Compañía aumentó el dividendo trimestral regular de la Compañía en un 50% a Cdn$0,375 para 2023 en comparación con Cdn$0,250 para el cuarto trimestre de 2022, lo que entregó $118,7 millones a los accionistas de Parex a través de dividendos en 2023.

Guía del 2024

La siguiente tabla resume las previsiones anuales de la Compañía para 2024:

	Guía del 2024 (Tal y como se publicó el 15 de enero de 2024
Precio promedio del crudo Brent ($/bbl)	75
Producción (promedio del periodo) (bpe/d)	54.000-60.000
Total gastos de capital ($ millones) [1] [2]	390-430
Flujo de fondos de las operaciones [5] ($ millones)	590-660
Flujo de fondos provistos por ganancias netas operativas [1] [3] ($/boe)	29-31
Flujo de fondos libre (FFO menos puntos medios de capex total) [1] [3] (millones de $)	215

(1) Remítase al comunicado de prensa de la Compañía del 15 de enero de 2024 para ver los detalles adicionales sobre las previsiones corporativas para 2024 y los estimados de sensibilidad a la ganancia neta.
(2) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(3) Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(4) Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras"

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Resultados Financieros y Operativos

Resultados Consolidados de Operaciones

Las operaciones de petróleo y gas de Parex se llevan a cabo en Colombia con las funciones de la sede central en Canadá.

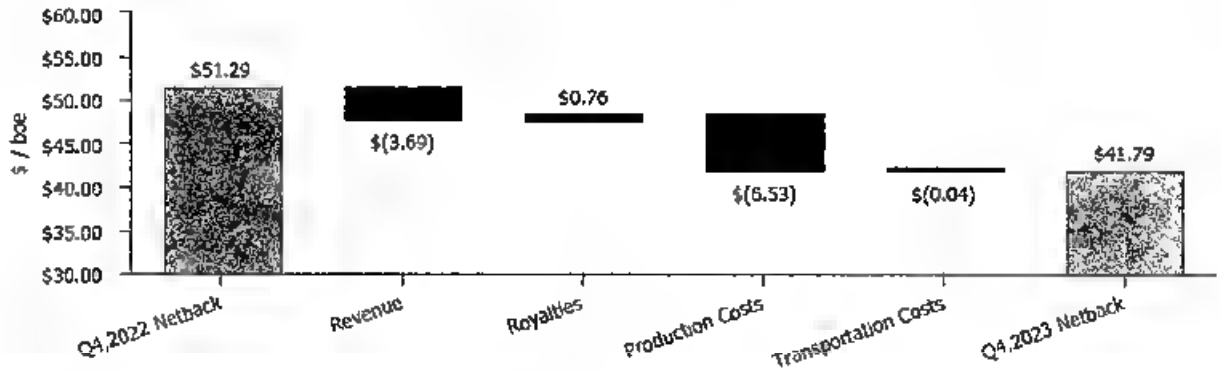
		Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
		2023	2022	**2023**	2022
Producción diaria promedio					
Crudo ligero y Crudo medio (bbl/d)		**9.700**	10.511	**8.417**	7.471
Crudo pesado (bbl/d)		**46.760**	42.746	**45.163**	43.008
Crudo (bbl/d)		**56.460**	53.257	**53.580**	50.479
Gas Natural Convencional (mcf/d)		**5.214**	6.000	**4.656**	9.420
Total (boe/d)		**57.329**	54.257	**54.356**	52.049
División de producción (% de producción de crudo)		**98**	98	**99**	97
Ventas diarias promedio de crudo y gas natural					
Crudo producido (bbl/d)		**56.240**	53.403	**53.684**	50.213
Adquisición de crudo (bbl/d)		**-**	279	**125**	245
Gas natural producido (mcf/d)		**5.214**	6.000	**4.656**	9.420
Total (boe/d)		**57.109**	54.685	**54.585**	52.028
Ganancia neta operativa (000s)					
Ventas de crudo y gas natural	$	**373.643**	376.347	**1.414.552**	1.643.589
Regalías		**(63.695)**	(64.445)	**(244.703)**	(332 895)
Ingresos netos [4]		**309.948**	311.902	**1.169.849**	1.310.694
Gasto de Producción		**(71.833)**	(35.740)	**(207.129)**	(129.980)
Gastos de transporte		**(18.621)**	(17.629)	**(68.306)**	(61.229)
Gastos de crudo comprado		**(498)**	(2.207)	**(4.583)**	(9.936)
Ganancia neta operativa [1]	$	**218.996**	256.326	**889.831**	1.109.549
Ganancia neta operativa (por boe)					
Brent ($/bbl)	$	**82.90**	88.63	**82.18**	99.04
Diferencial de precios de Parex		**(11.78)**	(13.82)	**(11.18)**	(17.68)
Ventas de petróleo y gas natural [2]	$	**71.12**	74.81	**71.00**	86.88
Regalías [2]		**(12.12)**	(12.88)	**(12.31)**	(17.68)
Ingresos Netos		**59.00**	61.93	**58.69**	69.20
Gasto de producción [2]		**(13.67)**	(7.14)	**(10.42)**	(6.90)
Gastos de transporte [2]		**(3.54)**	(3.50)	**(3.43)**	(3.24
Ganancia neta operativa [3]	$	**41.79**	51.29	**44.84**	59.06

(1) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(3) Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(4) Los ingresos netos del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a 900,2 millones.

Cambio en la ganancia neta operativa por componente
Q4/22 vs. Q4/23

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

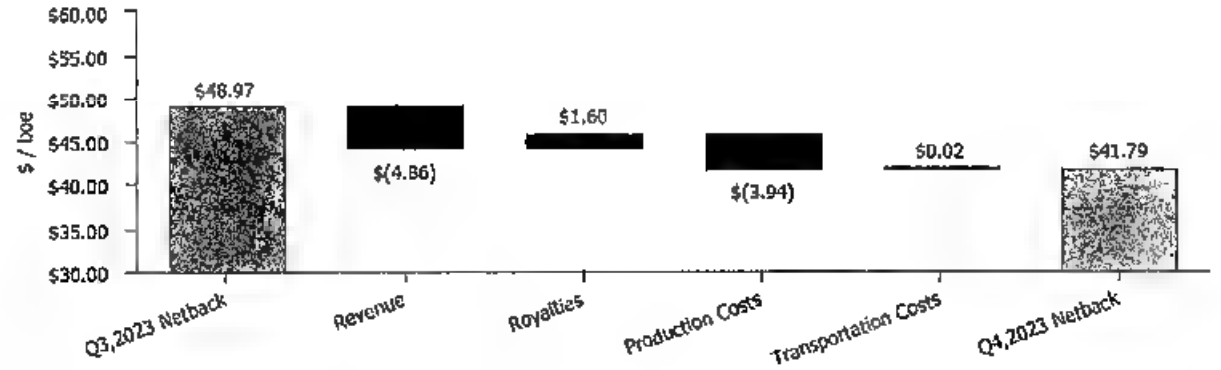


Ganancia neta de Q4 2022 - Ingresos-Regalías-Costos de Producción-Costos de Transporte- Ganancia neta del Q4 2023

En el cuarto trimestre de 2023, el precio de referencia Brent de la Compañía se redujo $5,73/bbl, mientras que los ingresos se redujeron $3,69/boe en comparación con el cuarto trimestre de 2022. El aumento de los ingresos en relación con la disminución de la referencia del crudo Brent se debió principalmente a un mayor precio de venta realizado por boe resultante de la disminución de las ventas de gas y de los diferenciales de localización y calidad (y, por tanto, de un menor diferencial con el precio del crudo Brent). Las regalías se redujeron en $0,76/boe como resultado de precios de referencia de petróleo crudo más bajos en el trimestre. Los costos de producción aumentaron en 6,53 $/boe debido principalmente al incremento de los costos de la energía eléctrica. También influyeron en los costos de producción las operaciones de reparación y mantenimiento de pozos realizadas en el trimestre en los bloques LLA-34, Cabrestero y Capachos, así como la apreciación del peso colombiano. Los costos de transporte en el trimestre se redujeron $0,04/boe en comparación con el periodo comparativo.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó en $9,50/boe frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $5,73/bbl.

Cambio en la ganancia neta operativa por componente
Q3/23 vs. Q4/23



Ganancia neta de Q4 2023 - Ingresos-Regalías-Costos de Producción-Costos de Transporte- Ganancia neta del Q4 2023

En el cuarto trimestre de 2023, el precio de referencia del petróleo Brent de la Compañía se redujo $3,02/bbl, mientras que los ingresos se redujeron $4,86/boe en comparación con el tercer trimestre de 2023. La disminución de los ingresos en relación con el precio de referencia del crudo Brent se debe principalmente al aumento de los

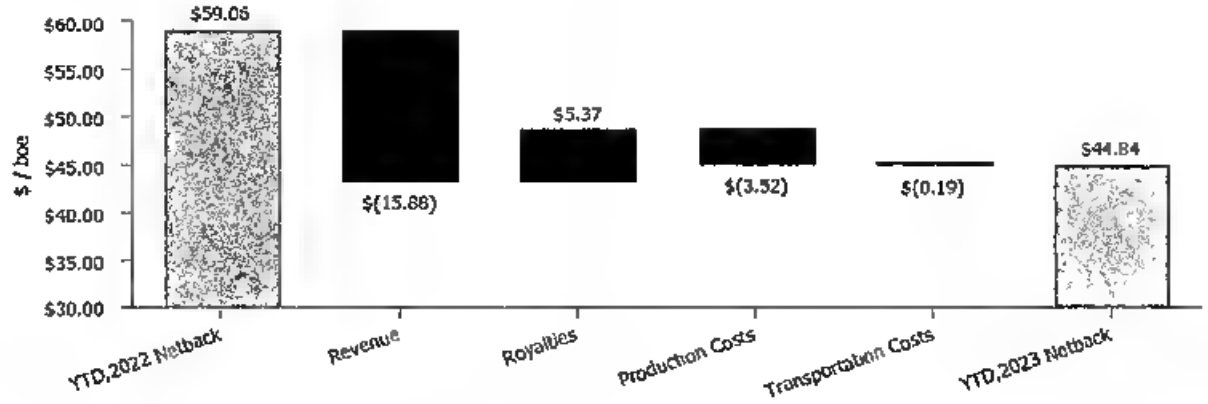
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

diferenciales de localización y calidad (y, por tanto, a un mayor diferencial con el precio del crudo Brent) y a la debilidad de los precios del crudo en el trimestre en comparación con el periodo comparativo. Las regalías se redujeron en $1,60/boe como resultado de precios de referencia de petróleo crudo más bajos en el trimestre. Los costos de producción aumentaron en $3,94/boe principalmente como consecuencia del aumento de los costos de energía eléctrica y de las operaciones de reparación y mantenimiento de pozos en el trimestre actual en los bloques LLA-34, Cabestero y Capachos. Los costos de transporte disminuyeron $0,02 /boe en comparación con el tercer trimestre de 2023.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó en $7,18/boe frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $3,02/bbl.

Cambio en la ganancia neta operativa por componente
YTD 2022 vs YTD 2023



Ganancia neta de YTD 2022 - Ingresos-Regalías-Costos de Producción-Costos de Transporte- Ganancia neta del YTD 2023

En 2023, el precio de referencia del Brent disminuyó en $16,86 /bbl, mientras que los ingresos disminuyeron en $15,88 /boe en comparación con 2022. El aumento de los ingresos en relación con la disminución del precio de referencia del crudo Brent se debió principalmente a un mayor precio de venta realizado por boe como consecuencia de la disminución de las ventas de gas. Las regalías se redujeron en $5,37/boe como resultado de precios de referencia de petróleo crudo más bajos en el 2023. Los costos de producción en 2023 aumentaron en $3,52 /boe debido principalmente al incremento de los costos de la energía eléctrica. También influyeron en los costos de producción las operaciones de reparación y mantenimiento de pozos realizadas en el año en curso en los bloques LLA-34, Cabrestero y Capachos, así como el cierre temporal del bloque Capachos, donde se registran menores gastos de producción. Los costos de transporte en 2023 aumentaron $0,19 /boe con respecto a 2022.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó en $14,22/boe frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $16,86/bbl.

Ventas de crudo y gas natural

a) **Producción Diaria Promedio y Volúmenes de Ventas (bopd)**

NOTARIA 69 DE BOGOTA
REPUBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Bloque LLA-34	**29.513**	30.035	**29.827**	31.359
Cuenca de los Llanos Meridionales	**20.884**	18.158	**18.639**	14.893
Cuenca de Llanos Norte	**3.974**	3.510	**3.042**	2.982
Cuenca del Magdalena	**2.089**	1.554	**2.072**	1.245
Producción total de crudo	**56.460**	53.257	**53.580**	50.479
Producción de gas natural	**869**	1.000	**776**	1.570
Producción total de crudo y gas natural	**57.329**	54.257	**54.356**	52.049
Retiro de inventario de crudo (creación)	**(220)**	149	**104**	(266)
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido	**57.109**	54.406	**54.460**	51.783
Crudo comprado	**-**	279	**125**	245
Volúmenes de Ventas	**57.109**	54.685	**54.585**	52.028

La producción de crudo y gas natural del cuarto trimestre de 2023 fue de 57.329 boe/d de media, lo que supone un aumento de aproximadamente el 6% respecto a la producción del cuarto trimestre de 2022 de 54.257 boe/d y un aumento de aproximadamente el 5% respecto a la producción del tercer trimestre de 2023 de 54.573 boe/d.

El aumento de la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2023 en comparación con el cuarto trimestre de 2022 es principalmente el resultado del desarrollo en los bloques Cabrestero, LLA-26, LLA-40 y VIM-1, parcialmente compensado por el aumento del tiempo de inactividad en el bloque LLA-34. Además, la producción del cuarto trimestre de 2022 se vio afectada por los cierres proactivos del bloque Capachos por motivos de seguridad.

El aumento en la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2023 en comparación con el tercer trimestre de 2023 se debe principalmente a la producción de pozos adicionales perforados durante el trimestre en el bloque Cabrestero.

La producción de petróleo del bloque LLA-34 en 2023 fue aproximadamente un 5% inferior a la del período comparativo de 2022. Este descenso se debe principalmente al aumento de los tiempos de inactividad por trabajos de reparación.

La producción de la cuenca de Llanos Norte en 2023 fue aproximadamente un 2% superior a la del periodo comparativo del año anterior. La producción en el bloque Capachos en el tercer trimestre de 2022 se vio afectada por bloqueos temporales localizados y en el cuarto trimestre de 2022 se vio afectada por cierres proactivos debido a problemas temporales de seguridad. También se interrumpió temporalmente la producción en el bloque Capachos durante el primer y segundo trimestres de 2023 debido a problemas temporales de seguridad.

La producción de la cuenca de los Llanos Meridionales fue aproximadamente un 25% superior a la del periodo comparativo del año anterior, debido principalmente al éxito de las campañas de perforación en los bloques Cabrestero, LLA-26 y LLA-40.

La producción de la cuenca del Magdalena en 2023 fue aproximadamente un 66% superior a la del periodo comparativo del año anterior, 2022, debido al aumento de la producción en el bloque VIM-1. En el primer trimestre de 2023, la Compañía inició con éxito el ciclo de gas en el bloque VIM-1, que mediante la reinyección de gas mantiene la presión del yacimiento y maximiza la producción de líquidos.

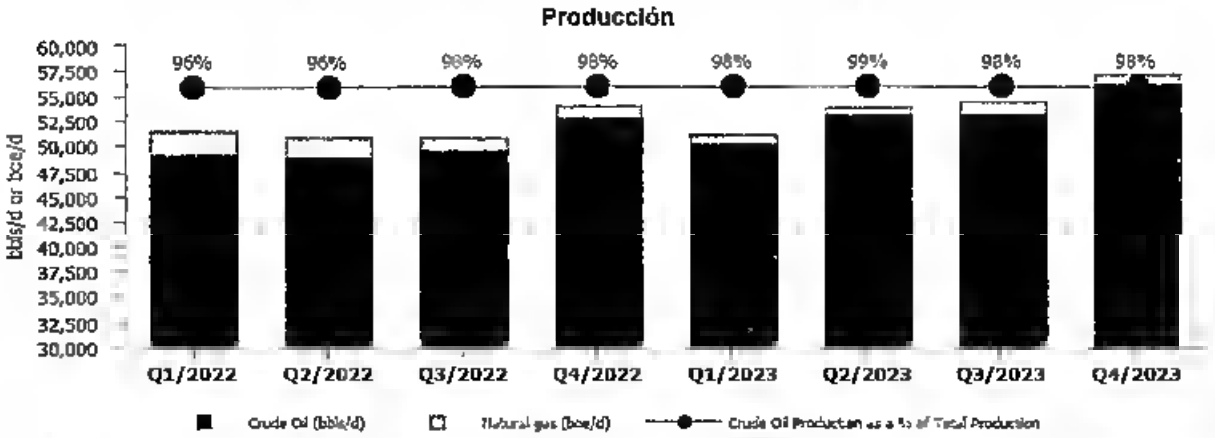
Las ventas de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2023 fueron de 57.109 boe/d, frente a los 54.685 boe/d del cuarto trimestre de 2022. El aumento en los volúmenes de ventas de petróleo fue el resultado del aumento

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductora e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

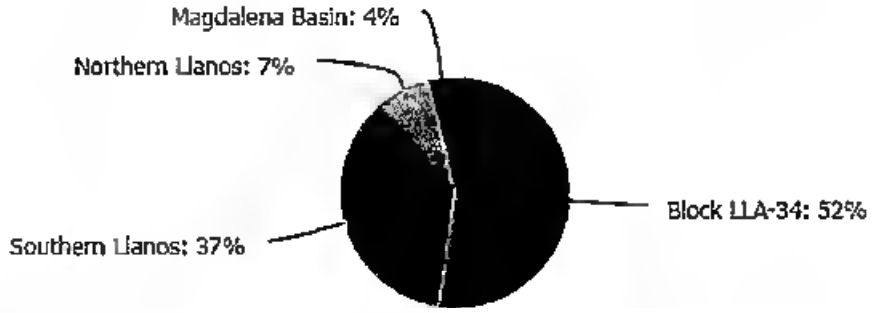
en la producción de petróleo, parcialmente compensada por la disminución de las ventas/compras de petróleo comprado durante el periodo comparativo.

Consulte "Resultados de operaciones consolidados" para ver la división de producción por tipo de producto.



Crudo - Gas natural - Producción de Crudo como % de la Producción Total

Producción por área
(Tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023)



Cuenca del Magdalena: 4% Llanos Norte: 7% - Llanos Sur: 37% - Bloque LLA-34: 52%

b) Precios de referencia y realizados del crudo

Precio promedio del periodo	Q4 2023	Q3 2023	Q2 2023	Q1 2023	Q4 2022
Brent ($/bbl)	82,90	85,92	77,84	82,16	88,63
Diferencial de localización y calidad de Parex ($bbl)	(4,29)	(3,23)	(5,13)	(6,90)	(7,63)
Descuento de ventas en cabezal de pozo de Parex ($/bbl)	(6,94)	(5,98)	(5,23)	(5,29)	(5,45)
Precio de ventas realizado de Parex ($/bbl) (2)	71,67	76,71	67,48	69,97	75,55
Precio de Parex realizado (diferencial) con el crudo Brent ($/bbl)	(11,230	(9,21)	(10,36)	(12,19)	(13,08)
Gasto de transporte Parex ($/bbl) (1) (2)	(3,58)	(3,62)	(3,53)	(2,96)	(3,37)

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Diferencial de precio de Parex y gasto de transporte ($/bbl) [2]	**(14,81)**	(12,83)	(13,89)	(15,15)	(16,45)

(1) Se aplica solo a las ventas directas de carga de exportación en las que Parex incurre directamente en las tarifas del oleoducto. Véase "Gastos de transporte".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Durante el cuarto trimestre de 2023, el diferencial entre el precio de referencia del Brent y el precio de venta del petróleo realizado por la Compañía fue de $11,23/bbl. El diferencial con el crudo Brent durante el cuarto trimestre de 2023 aumentó en $2,02 /bbl en comparación con el tercer trimestre de 2023, en el que el diferencial fue de $9,21 /bbl. Ello se debió principalmente al aumento del diferencial de localización y calidad en $1,06 /bbl, debido sobre todo al incremento de los diferenciales del petróleo pesado, y al aumento del descuento de ventas en boca de pozo en $0,96 /bbl, como consecuencia del aumento de las ventas en boca de pozo en comparación con el periodo anterior. En comparación con el cuarto trimestre de 2022, el precio realizado de Parex mejoró, pasando de un diferencial de $13,08 /bbl a $11,23 /bbl, lo que se debió principalmente a una disminución del diferencial de localización y calidad.

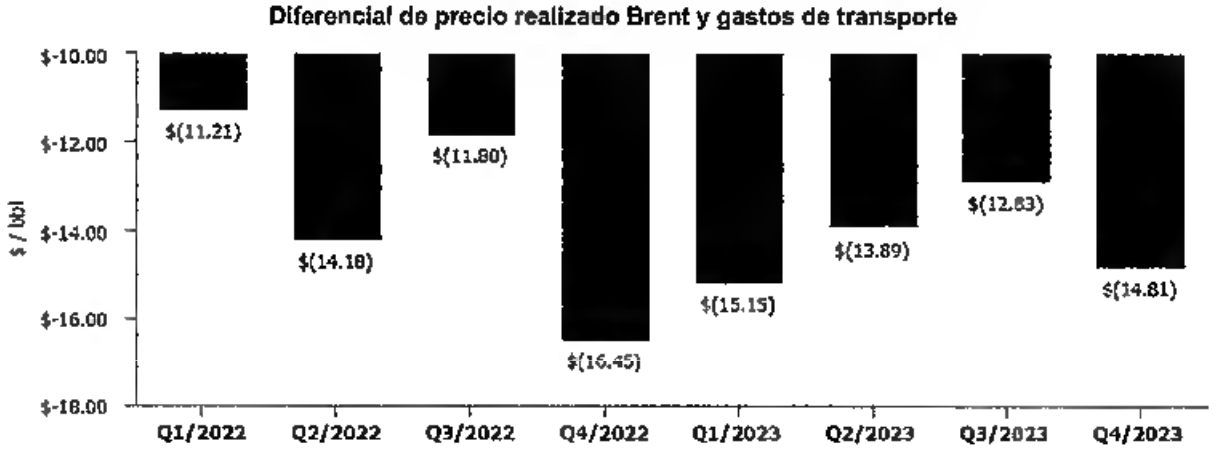
Las diferencias entre el precio realizado de Parex y el precio del crudo Brent se relacionan principalmente con la ubicación y los ajustes de calidad, contratos de comercialización y venta en cabeza de pozo y el momento de las ventas de crudo, en comparación con los promedios del trimestre. La localización y el diferencial de calidad entre los precios del crudo Brent también afectan al precio de venta realizado de Parex y se fijan en mercados mundiales líquidos, por lo que se atribuyen a factores que escapan al control de la Compañía, lo que dificulta intrínsecamente su previsión.

El diferencial del precio realizado de Parex con respecto al crudo Brent puede fluctuar de un periodo a otro debido, entre otros factores, al tipo de contrato de venta y al tratamiento contable del petróleo vendido en boca de pozo frente a los contratos de venta directa para exportación.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.



c) Ventas de gas natural y precios realizados

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Ventas de gas natural ($000)	**$ 2.839**	$ 3.195	**$ 10.096**	$ 20.882
Precio de ventas realizado ($/Mcf) [1]	**5.92**	5.79	**5.94**	6.07

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Las ventas de gas natural de Parex ascendieron a $2,8 y $10,1 millones en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023, frente a $3,2 y $20,9 millones en los mismos periodos de 2022. El descenso de las ventas de gas natural con respecto a los periodos anteriores se debe a la disminución de los volúmenes de gas natural vendidos desde el bloque LLA-32, ya que las ventas al bloque LLA-34 para generación de electricidad se han reducido debido a la conexión del bloque LLA-34 a la red eléctrica nacional, parcialmente compensada por el aumento de los volúmenes vendidos desde el bloque VIM-1.

d) Ventas de crudo y gas natural

En 2023, las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron en $229,0 millones o un 14%, tal y como se concilia en la siguiente tabla a 2022:

($000s)	
Ventas crudo y gas natural del año que termina el 31 de diciembre de 2022	**$ 1.643.589**
Volumen de ventas del crudo producido y un aumento del 7% (3.471 bbl/d)	**118.416**
Volumen de ventas de aceite comprado, una disminución del 49% (120 bbl/d)	**(3.900)**
Reducción en el precio de ventas del 19%	**(334.892)**
Volumen de ventas y cambio de precio del gas natural producido	**(10.786)**
Otros Ingresos	**2.125**
Ventas crudo y gas natural del año que termina el 31 de diciembre de 2023	**$ 1.414.552**

Las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron de un año a otro debido principalmente al descenso de los precios mundiales del petróleo.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

e) Inventario de crudo en tránsito

A 31 de diciembre de		**2023**		2022
Crudo en tránsito ($000s)	$	**4.254**	$	4.633

A 31 de diciembre de 2023, la Compañía tenía 105,6 mbbls (31 de diciembre de 2022 - 143,8 mbbls) de inventario de crudo en tránsito, que se inyectó en los oleoductos Colombianos. El inventario se avaluó de acuerdo con los gastos directos e indirectos (incluyendo los costos de producción, costos de transporte, gastos de agotamiento y gastos de regalías) a aproximadamente $40/bbl ($32/bbl - 2022) incurridos para llevar el crudo a su condición y ubicación existentes.

La conciliación de los movimientos de inventario de crudo de trimestre a trimestre se ofrece a continuación:

Para los periodos que terminan en (mbbls)	**31 de diciembre de 2023**	30 de septiembre de 2023	30 de junio de 2023	31 de marzo de 2023
Inventario de crudo en tránsito - inicio del periodo	**85.4**	110.3	44.9	143.8
Producción de crudo	**5.194,3**	4.932,7	4.880,0	4.549,5
Ventas de crudo	**(5.174,1)**	(4.965,8)	(4.834,2)	(4.666,0)
Crudo comprado	**-**	8.2	19.6	17.6
Inventario de crudo en tránsito (overlift) - fin del periodo	**105.6**	85.4	110.3	44.9
% de producción del periodo	**2.0**	1.7	2.3	1.0

Inventario de crudo establecido (y sacado) de periodo a periodo, sujeto a factores que a Compañía no controla, como por ejemplo el momento del número de despachos del almacenamiento a la exportación. La Compañía espera que el inventario de crudo en períodos futuros esté en línea con los niveles históricos normales de menos del 5% de la producción del período.

f) Crudo comprado

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Gastos de crudo comprado ($000s)	$ **498**	2.207	**4.583**	

El gasto de petróleo comprado para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023 fue de $0,5 millones y $4,6 millones en comparación con $2,2 millones y $9,9 millones para los períodos comparativos de 2022 y $1,0 millones en el tercer trimestre de 2023.

Los gastos de compra de petróleo han disminuido en comparación con los mismos periodos de 2022 como resultado de la disminución de las operaciones de mezcla de petróleo y de las compras de crudo asociado del bloque Capachos. La Compañía incurre en costos del transporte del crudo comprado a los puntos de entrega de venta.

Regalías

Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de	Para el año que termina el 31 de diciembre de

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

	2023	2022	2023	2022
Regalías base [1]	$ 32.097	$ 28.996	$ 119.730	$ 132.162
Derechos económicos [2]	31.598	35.449	124.973	200.733
Regalías ($000s)	$ 63.695	$ 64.445	$ 244.703	$ 332.895
Por unidad ($/boe) [3]	12,12	12,88	12,31	17,68
Porcentaje de ventas [1] [3]	17	17	17	20
Porcentaje de regalías base pagadas en efectivo	5	72	8	66
Porcentaje de regalías base pagadas en especie [4]	95	28	92	34

(1) Las regalías base son regalías de escala móvil basadas en la producción del campo y pagaderas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH"). Consulte el AIF de la Compañía, al que puede acceder a través del sitio web SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(2) Los derechos económicos incluyen las regalías por cuota de alto precio aplicables a la producción superior a 5 millones de barriles de petróleo y las regalías de Factor X son una regalía adicional aplicable a la producción de petróleo pesado, ambos pagaderos a la ANH. Consulte el AIF de la Compañía, al que puede acceder a través del sitio web SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(3) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(4) Las regalías pagadas en especie reducen el volumen de ventas de la Compañía.

En los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023, las regalías como porcentaje de las ventas fueron del 17% frente al 17% y el 20% de los periodos comparativos de 2022. Las regalías del tercer trimestre de 2023 como porcentaje de las ventas fueron del 18%. La reducción de las regalías como porcentaje de las ventas de crudo comparado con el año anterior es el resultado de precios WTI de referencia más bajos que se utilizan en el cálculo de la regalía de precio alto ("HPR"). En comparación con el tercer trimestre de 2023 y la media de 2022, el precio de referencia del WTI en el cuarto trimestre de 2023 fue inferior, lo que se tradujo en una disminución de las regalías como porcentaje de las ventas. Los precios de referencia del WTI en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2024 fueron de $78,45 y $77,58, frente a $82,82 y $94,57 en los periodos comparativos de 2022 y $82,18 en el tercer trimestre de 2023.

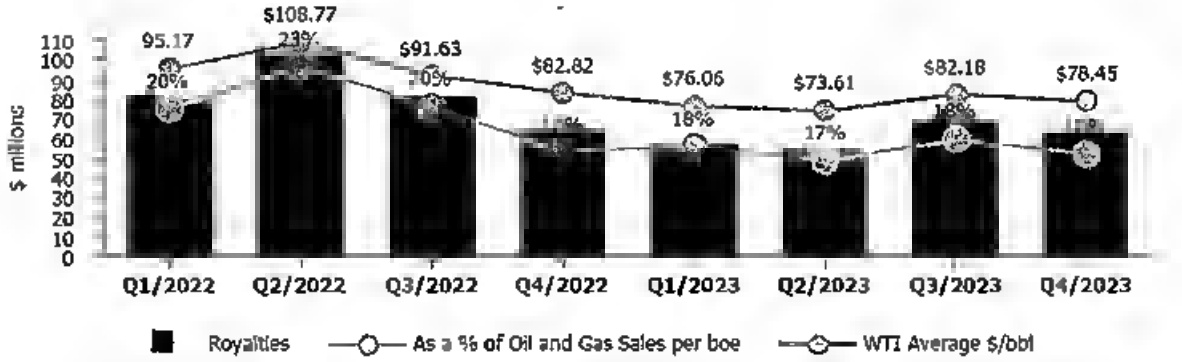
La disminución de los gastos por regalías a $63,7 millones y $244,7 millones en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, frente a los $64,4 millones y $332,9 millones de los periodos comparativos de 2022, es consecuencia de los precios de referencia más bajos del WTI utilizados en el cálculo de las regalías por cuota de precio alto en 2023 en comparación con 2022 y del aumento de la producción y las ventas de petróleo y gas natural con respecto al periodo anterior. A medida que se reducen los precios realizados del petróleo, también se reducen las regalías por alto precio de la acción como porcentaje de las ventas de petróleo.

El HPR entra en vigencia cuando la producción acumulada de cualquier área de producción, incluyendo los volúmenes de regalías, superan los 5 millones de barriles y en caso de que los precios internacionales de referencia superen el precio determinado en el contrato. El cálculo se describe como "Participación de alto precio" en la sección "Condiciones del sector - Participación de alto precio" del AIF de la Compañía, al que se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Regalías

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.



Regalías - En % de las ventas de petróleo y gas por boe - Promedio WTI $/bbl

Gasto de producción

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Gasto de producción ($000)	**$ 71.833**	35,470	**$ 207.129**	$ 129.880
Por unidad ($/boe) [1]	**13,67**	7,14	**10,42**	6,90

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

El gasto de producción incluye el costo de actividades en campo para operar pozos y facilidades, realizar levantamiento a superficie, recopilar, procesar, tratar y almacenar la producción.

Los gastos de producción de los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023 fueron de $13,67 /boe y $10,42 /boe, frente a los $7,14 /boe y $6,90 /boe de los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2022. El gasto de producción para el tercer trimestre de 2023 fue de $9,73/boe.

El cuadro siguiente ofrece una conciliación del aumento de los gastos de producción por bpe por componentes principales:

		Q4/2023 vs. Q4/2022	**2023 vs. 2022**
Gastos de producción del año anterior por boe [1]	$	**7,14**	**6,90**
Generación de potencia		**2,50**	**1,30**
Reacondicionamiento y mantenimiento de pozos		**2,20**	**1,20**
Apreciación de los pesos colombianos ("COP")		**1,30**	**0,98**
Otro		**0,53**	**0,04**
Gasto de producción del año en curso por boe [1]	$	**13,67**	**10,42**

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

El aumento en el gasto de producción para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2023 sobre los periodos comparativos de 2022 es principalmente el resultado del aumento en el costo de la energía eléctrica que suministra a los campos la energía requerida para operar, hacer reacondicionamiento y mantenimiento de pozos en el Bloque LLA-34, el Bloque Cabrestero y el Bloque Capachos y la apreciación del COP.

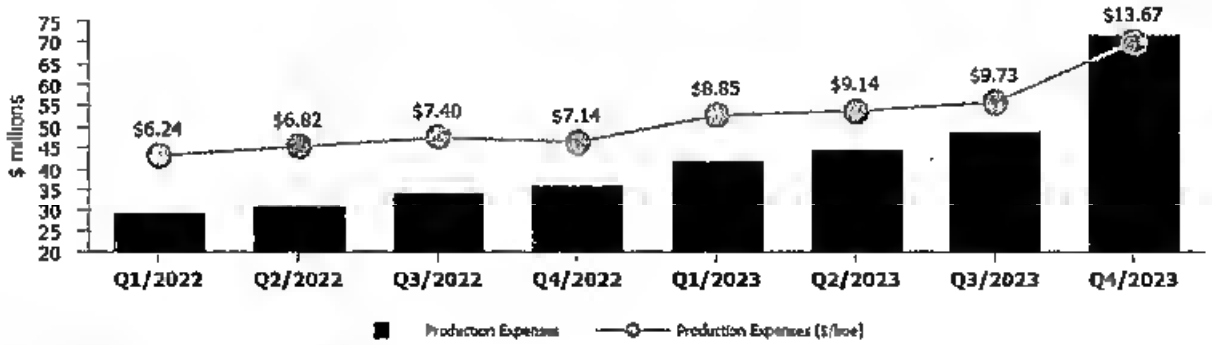
Colombia ha sufrido una sequía inducida por El Niño que ha provocado una escalada de los costos de la electricidad en todo el país durante el pasado año. Colombia depende en gran medida de la energía hidroeléctrica. Para 2024, se prevé que los costos de producción sigan siendo elevados como consecuencia del encarecimiento de la energía.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El aumento de los gastos de producción con respecto al tercer trimestre de 2023 se debe principalmente al incremento de los costos de generación de energía y de las operaciones de reparación y mantenimiento de pozos en el Bloque LLA-34, el Bloque Cabrestero y el Bloque Capachos.

Gasto de Producción



Gastos de Producción - Gastos de Producción ($/boe)

Gastos de transporte

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Gastos de transporte ($000s)	**$ 18.621**	$ 17.629	**68.306**	$ 61.229
Por unidad ($/boe) [1]	**3,54**	3,50	**3.43**	3.24

(1) Medida financiera complementada. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Los gastos de transporte incluyen los costos de transporte por camión de la producción a varias estaciones de descarga para su venta y, en algunos casos, una tarifa de transporte de petróleo desde el punto de entrega hasta las instalaciones del comprador y las tarifas de los oleoductos.

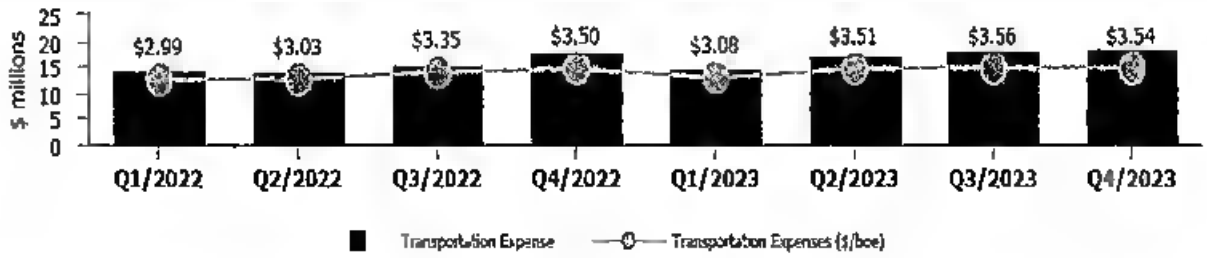
En los tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, los gastos de transporte disminuyeron a $3,54 /boe, frente a los $3,56 /boe del tercer trimestre de 2023, y aumentaron desde los $3,50 /boe del periodo comparativo de 2022. En lo que va de año, los gastos de transporte han aumentado a $3,43 /boe, frente a los $3,24 /boe del periodo comparativo de 2022. Los gastos de transporte fluctuarán de un período a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el período.

El gasto combinado de transporte y el diferencial de precio con respecto al Brent para el cuarto trimestre de 2023, sobre una base por boe, ha disminuido con respecto al cuarto trimestre de 2022 y ha aumentado con respecto al tercer trimestre de 2023. Ver "Precios de Referencia y Realizados del Crudo".

Gastos de transporte

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.



Gastos de Transporte - Gastos de Transporte ($/boe)

Gastos generales y administrativos ("G&A")

($000s)	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023	2022	Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023	2022
G&A Bruto	$ 19.471	$ 17.709	$ 73.155	$ 63.634
Recuperaciones de G&A	(984)	(1.066)	(2.722)	(2.841)
G&A Capitalizado	(2.831)	(2.784)	(9.356)	(9.571)
Gasto neto de G&A	$ 13.859	$ 13.859	$ 61.077	$ 51.222
Por unidad ($/boe) [1]	2.97	2,78	3,08	2,70

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Los G&A netos fueron de $15,7 millones y $61,1 millones para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con $13,9 millones y $51,2 millones para los mismos períodos en 2022. El G&A bruto fue de $19,5 millones y $73,2 millones para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2023 (tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2022 - $17,7 millones y $53,6 millones). El G&A bruto y neto ha aumentado principalmente como consecuencia del incremento de la plantilla durante 2022 y de la revalorización del COP.

Sobre una base por boe, el G&A neto en 2023 aumentó un 14% a $3,08 desde $2,70 en 2022, principalmente como resultado del aumento de los niveles de personal durante 2023 y los aumentos salariales del personal, principalmente en Colombia, como resultado de los altos niveles de inflación en Colombia. La apreciación del COP representó aproximadamente 0,09 $/boe del aumento por boe en comparación con 2022.

El gasto de G&A de la Compañía se denomina principalmente en las monedas locales de pesos colombianos y dólares canadienses, que al apreciarse/depreciarse tienen un impacto en el gasto de G&A. Para más información, véase el "Análisis de sensibilidad al tasa de cambio".

Gastos generales y administrativos netos

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.



G&A neto **Gastos G&A netos ($/boe)**

Compensación basada en acciones

($000s)	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023	2022	Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023	2022
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	$ **264**	$ 309	$ **1.043**	$ 1.228
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	**7.410**	4.792	**29.321**	17.900
Total gasto de compensación basada en acciones	$ **7.674**	5.101	**30.364**	19.128

Los gastos por indemnizaciones basadas en acciones ascendieron a $7,7 y $30,4 millones en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023, frente a los $5,1 y $19,1 millones de los mismos periodos de 2022.

El gasto de compensación basado en acciones liquidado con patrimonio fue de $0,3 millones y $1,0 millones para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2022 en comparación con los $0,3 millones y $1,2 millones de los mismos periodos en el 2022. Las compensaciones basadas en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital incluyen el plan de opciones sobre acciones de la Compañía. La disminución de los gastos de los planes liquidados con patrimonio con respecto al año anterior se debe principalmente a la disminución de las concesiones pendientes de amortizar en virtud de este plan en comparación con el año anterior.

La compensación basada en acciones liquidada en efectivo se relaciona con los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía e incluye unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU"), unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU"), unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones ("CosPSU") y unidades de acciones diferidas ("DSU"). El gasto por indemnizaciones basadas en acciones liquidadas en efectivo en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023 fue de $7,4 y $29,3 millones, frente a los $4,8 y $17,9 millones de los mismos periodos de 2022. Este aumento de los gastos se atribuye principalmente al incremento del precio de la acción de Parex desde las fechas de cierre del periodo, parcialmente compensado por el menor número de unidades concedidas en comparación con el periodo anterior. El precio de la acción de Parex aumentó a Cdn$24,95 a 31 de diciembre de 2023 desde Cdn$20,15 a 31 de diciembre de 2022.

Las obligaciones de pago en efectivo en virtud de los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía se causan como gasto a lo largo del periodo de devengo en función del valor razonable de las unidades, tal como se describe en la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo de los estados financieros consolidados auditados. A 31 de diciembre de 2023, el pasivo total devengado de los planes de incentivos liquidados en efectivo ascendía a $38,6 millones (31 de diciembre de 2022 - $28,4 millones), de los cuales $16,3 millones (31 de diciembre de 2022 - $13,1 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los periodos de otorgamiento.

NOTARÍA 59 BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Los pagos en efectivo para liquidar las compensaciones basadas en acciones liquidadas en efectivo en los tres meses y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de $0,7 millones y $21,0 millones, frente a los $0,4 millones y $28,7 millones de los mismos periodos de 2022. La disminución interanual se debe principalmente a la bajada del precio de la acción de Parex en el momento de la liquidación y a la disminución del número de PSU devengadas.

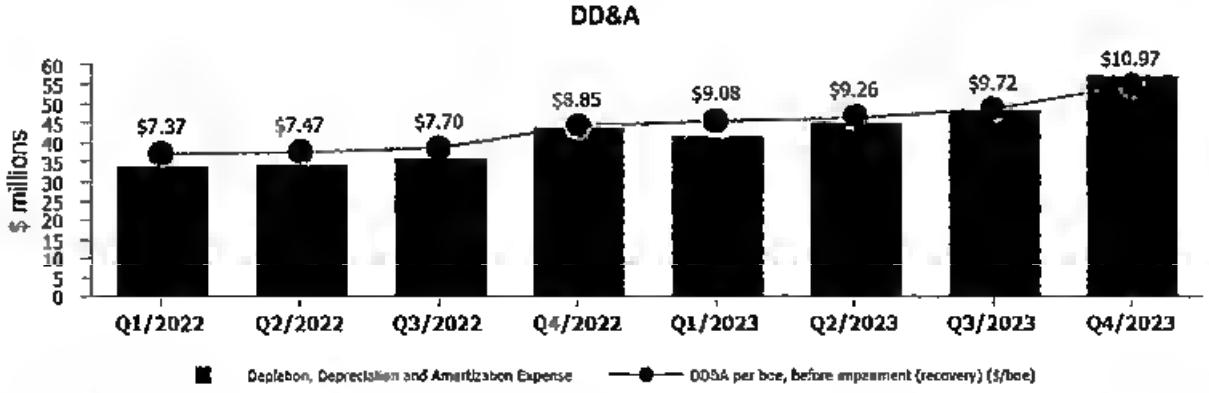
Gasto de Agotamiento, Depreciación y Amortización ("DD&A")

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
DD&A ($000s) total	**$ 57.833**	$ 4..167	**$ 194.229**	$ 149.351
Por unidad ($/boe) [1]	**10,97**	8,85	**9,79**	7,86

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Los DD&A del cuarto trimestre de 2023 ascendieron a $57,8 millones ($10,97 /boe), frente a los $44,2 millones ($8,85 /boe) del mismo periodo de 2022. En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023, los gastos generales y administrativos ascendieron a $194,2 millones ($9,79 /boe), frente a los $149,4 millones ($7,86 /boe) del ejercicio anterior.

Para el cuarto trimestre del 2023, los costos de desarrollo futuros de $409,5 millones (tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2022 - $524,7 millones) se incluyeron en el cálculo de agotamiento. La tasa de DD&A del cuarto trimestre de 2023, de $10,97/boe, aumentó con respecto al periodo comparativo, de $8,85/boe, debido a la ampliación de nuestra base de capital agotable mediante los gastos de capital realizados durante el periodo, junto con un aumento de la tasa de agotamiento con respecto al periodo comparativo anterior.



Gastos de Agotamiento, Depreciación y Amortización - DD&A por boe, antes de deterioro (recuperación) ($/boe)

Divisas

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
(Ganancia) pérdida en cambio de divisas	**$ (317)**	$ (3.020)	**$ 11.595**	$ (18.212)

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Pérdida (ganancia) en contratos de gestión de riesgo de divisas	-	288	**(6.109)**	807
(Ganancia) pérdida total en cambio de divisas	**$ (317)**	$ (2.732)	**$ 5.486**	$ (17.405)
Tasas de cambio de divisas promedio				
USD$/Cdn$	**1.36**	1.36	**1.35**	1.30
USD$/COP	**4.070**	4.808	**4.325**	4.255

La principal exposición de la Compañía al riesgo de divisas se relaciona con el precio de divisas denominadas en Cdn y COP, ya que la moneda funcional de la compañía es el dólar de EEUU ("USD"). La Compañía tiene exposición en Colombia y Canadá en costos, como por ejemplo los gastos de capital, salarios locales, regalías e impuestos a la renta, los cuales se pueden denominar en monedas locales. Los principales impulsores de las ganancias y pérdidas cambiarias registradas en el estado consolidado de resultados integrales son el impuesto a las ganancias por pagar y las retenciones por cobrar y las cuentas por pagar. El momento de las conciliaciones, causaciones de pago y sus ajustes tiene un impacto en las ganancias / pérdidas de divisas.

En los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2023, se registró una ganancia total por cambio de divisas de $0,3 millones y una pérdida de $5,5 millones, frente a una ganancia de $2,7 millones y una ganancia de $17,4 millones en los respectivos periodos del año anterior. Las ganancias y pérdidas de divisas no realizadas se pueden revertir en el futuro como resultado de las fluctuaciones en las divisas y se registran en el estado de ingreso integral consolidado de la Compañía.

En el segundo trimestre de 2023, la Compañía también registró una ganancia realizada de $4,8 millones en un "collar" COP/USD que se liquidó en dinero y se incluye en el total de divisas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La Compañía revisa su exposición a las variaciones de divisas de manera continua y mantiene depósitos en efectivo principalmente en depósitos denominados en USD y COP en Canadá, Suiza y Colombia.

Análisis de sensibilidad de divisas

		$/boe Impacto del cambio de moneda local/tasa de cambio $USD	
Componente del costo	**Porcentaje estimado del costo denominado en moneda local**	**10% de apreciación de la moneda local**	**10% de depreciación de la moneda local**
Gasto de Producción	90%	$ 1,23	$ (1,23)
Gastos de transporte	50%	$ 0,18	$ (0,18)
Gasto G&A	100%	$ 0,30	$ (0,30)

La tabla anterior muestra el impacto estimado por boe de un cambio en las monedas locales de Parex y el efecto en los componentes clave del costo de Parex. El impacto del componente en términos de $ / boe usa el cuarto trimestre de 2023 por costo de boe. Este análisis ignora todos los demás factores que afectan la estructura de costos, incluidas las eficiencias, las estrategias de reducción de costos y la inflación en costo.

Al 31 de diciembre de 2023, con otras variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del Cdn y el COP frente al USD habría disminuido (aumentado) la utilidad neta en aproximadamente $8,5 millones.

Gasto Financiero Neto

NOTARIA 69 DE BOGOTA D.C. ESTADO DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Cargos bancarios y tarifas de facilidades de crédito	$ **1.089**	$ 1.489	$ **5.524**	$ 3.875
Acumulación de pasivos de desmontaje y ambientales	**2.459**	1.489	**8.701**	5.807
Intereses y otros ingresos	**(2.274)**	(4.724)	**(14.520)**	(9.015)
Interés de activo por derecho de uso	**51**	46	**194**	80
Pérdida (ganancia) en la liquidación de pasivos de desmontaje	**(166)**	(529)	**199**	532
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (recuperación)	**(464)**	(342)	**(421)**	(557)
Otro	**271**	37	**2.219**	(290
Gasto (ingreso) financiero neto	$ **966**	$ (3.182)	$ **1.896**	$ 693

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
	2023	2022	**2023**	2022
Gasto ingreso financiero no monetario	$ **1.853**	$ 482	$ **8.546**	$ 5.580
(Ingreso) financiero neto	**(887)**	(3.664)	**(6.650)**	(4.887)
Gasto (ingreso) financiero neto	$ **966**	$ 3.182	$ **1.896**	$ 693

Los cargos bancarios y comisiones de facilidades de crédito corresponden a los impuestos bancarios pagados en Colombia y los intreses y las comisiones standby relacionadas con la facilidad de crédito de la Compañía. Los componentes no monetarios de los gastos financieros netos incluyen la acumulación de los pasivos por desmantelamiento y medioambientales, la pérdida por liquidación de pasivos por desmantelamiento, la pérdida por enajenación de activos materiales, otros y la provisión para pérdidas crediticias esperadas (recuperación).

Gestión del riesgo

La gestión de la variación del flujo de caja es un componente integral de la estrategia de negocios de Parex. Las condiciones cambiantes del negocio se monitorean con regularidad y, cuando son materiales, se revisan con la Junta Directiva ("la Junta" o la "Junta Directiva") para establecer los lineamientos de gestión de riesgo a utilizarse por parte de la gerencia. La exposición al riesgo inherente en movimientos en el precio del crudo, las fluctuaciones en la tasa de cambio de USD/COP y los movimientos de tasa de intereses se revisan de manera proactiva por parte de Parex y, según se considere apropiado, pueden manejarse mediante el uso de derivados principalmente con las instituciones financieras que son miembro de la línea de crédito bancaria sindicada de Parex. La compañía considera que estos contratos derivados son un medio efectivo para manejar y proyectar el flujo de caja.

Parex ha optado por no aplicar las reglas de "contabilidad de cobertura" dispuestas en NIIF y, de igual forma, conforme al NIIF, el valor razonable de los contratos financieros se registra en cada fin de periodo. El valor razonable puede cambiar considerablemente de periodo a periodo dependiendo de los precios de artículos de consumo y de precios de divisas a futuro para los contratos financieros vigentes a la fecha del balance general. El cambio en el valor razonable de fin de periodo a fin de periodo se refleja en las ganancias de dicho periodo. Como resultado, las ganancias pueden fluctuar considerablemente en función de los precios de extracción a futuro de los artículos de consumo y divisas al final del período, con respecto a cualquier contrato de derivados de artículos de consumo o divisas pendiente.

a) Contratos de gestión de riesgo – Crudo Brent

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de precio de artículos de consumo pendientes.

NOTARIA 69 DE BOGOTA
REPUBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía no tiene contratos de gestión del riesgo de artículos de consumo para 2024 y, por lo tanto, está totalmente expuesta a las fluctuaciones de los precios del petróleo.

b) Contratos de gestión de riesgos – divisas

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de divisas, ya que varias partes de sus saldos en efectivo se mantienen en COP y Cdn mientras que se espera que sus gastos de capital comprometido se denominen principalmente en USD.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de divisas pendientes.

El siguiente es un resumen de los contratos de gestión del riesgo de divisas vigentes a 31 de diciembre de 2023:

Periodo Cubierto	Referencia	Tipo de opción de moneda	Valor (USD)	Precio de ejercicio en CAD
Del 24 de enero de 2024 al 15 de febrero de 2024	CAD	Precio de ejercicio a futuro	$15.000.000	-0,0015
Del 24 de enero de 2024 al 27 de marzo de 2024	CAD	Precio de ejercicio a futuro	$37.000.000	-0,0025

La siguiente tabla resume la pérdida en los contratos de gestión de riesgo de divisas vigentes durante los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Pérdida (ganancia) no realizada en los contratos de manejo del riesgo de divisas		288	**(1.278)**	807
Ganancia realizada en los contratos de manejo del riesgo de divisas		-	**(4.831)**	-
Total	**$**	288	**$ (6.109)**	**$** 807

Total pasivos financieros no corrientes

La siguiente tabla resume el total de pasivos financieros no corrientes de los tres últimos ejercicios cerrados:

	2023	2022	2021
Deuda bancaria	**$ 90.000**	$ -	$ -
Obligación de arrendamiento	**5.736**	6.079	4.512
Liquidación en efectivo de los planes de acciones a pagar	**16.284**	13.132	14.322
Total	**$ 112.020**	$ 19.211	$ 18.834

Impuesto a la renta

Los componentes del gasto (recuperación) de impuestos de los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron los siguientes:

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Gasto de impuesto corriente	**$ 8.855**	$ 163.107	**$ 155.683**	$ 346.037

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Gasto de impuesto diferido (recuperación) [1]	(90.784)	(240.446)	(160.753)	(154.239)
Gasto total tributario (recuperación)	**$ (81.929)**	**$ (77.339)**	**$ (5.070)**	**$ 191.798**
Tasa tributaria corriente efectiva sobre el flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos [1]	**4%**	**66%**	**19%**	**32%**

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

El gasto de impuesto corriente en el cuarto trimestre de 2023 era de $8,9 millones, comparado con $163,1 millones en el periodo comparativo de tres meses. Para todo el año 2023, la Compañía registró $155,7 millones de gastos por impuestos corrientes, frente a los $346,0 millones de 2022.

El importante descenso del gasto por impuestos corrientes con respecto al gasto por impuestos corrientes del periodo anterior se debe principalmente a los 100 millones de dólares de costos de reestructuración incurridos en los tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2022. La reestructuración fue un proceso interno voluntario de la entidad corporativa para consolidar ciertos activos en la cuenca de Llanos Sur en una entidad corporativa para la optimización operativa y administrativa. También tuvo un impacto significativo en el impuesto corriente del cuarto trimestre de 2023 y de todo el año 2023 la decisión revocada de la Corte Constitucional de Colombia relativa a la deducibilidad de las regalías, así como el hecho de que la banda de la sobretasa colombiana del 10% fuera inferior a la prevista. Se asumió que la banda de sobretasa sería del 15% a efectos de la provisión para Impuestos corrientes hasta el tercer trimestre de 2023. Para más detalles sobre la deducibilidad de las regalías y los tramos de la sobretasa colombiana, véase "Reforma fiscal 2023" más adelante.

Compensando parcialmente la disminución de los Impuestos corrientes incurridos en el cuarto de 2022, se encuentra el aumento de los impuestos corrientes de 2023 como resultado de que la Compañía está sujeta a la banda de sobretasa colombiana del 10% como resultado de la reforma tributaria colombiana de 2023 (refiérase a "Reforma Tributaria de 2023" más adelante).

En los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2023, el impuesto diferido supuso una recuperación de $90,8 millones y $160,8 millones (recuperación de $240,4 millones y $154,2 millones en los tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de diciembre de 2022). La recuperación de impuestos diferidos en los periodos del año en curso se debe en gran medida a la depreciación del COP en las fechas de cierre de los periodos. También influyeron en la recuperación de impuestos diferidos los deterioros contables registrados, que redujeron la diferencia temporal entre la base contable y fiscal de los activos.

Reforma fiscal 2023

En noviembre de 2022, el Gobierno colombiano promulgó una nueva reforma fiscal que sustituye el esquema previo tributario que se implementó en 2021. La nueva reforma fiscal entró en vigor el 1 de enero de 2023 e incluye un tipo base del impuesto sobre la renta para 2023 y años posteriores del 35% más la creación de una sobretasa entre el 0% y el 15% para las empresas petroleras colombianas. El cálculo de la sobretasa está vinculado al precio histórico del petróleo Brent durante un periodo de 10 años.

También se incluyó como parte de la reforma fiscal la imposibilidad de que las empresas petroleras y gasísticas dedujeran las regalías de los ingresos imponibles. Sin embargo, esta reforma fue anulada en el cuarto trimestre de 2023 por la Corte Constitucional de Colombia. A principios de 2024, el gobierno colombiano apeló esta decisión. Se espera que la Corte Constitucional de Colombia se pronuncie sobre este recurso a finales del primer trimestre de 2024. Parex ha asumido que se mantendrá la deducibilidad de la resolución sobre regalías a efectos del cálculo del impuesto corriente de 2023 y de la previsión del impuesto corriente de 2024.

Orientación tributaria corriente de 2024

La siguiente tabla refleja el tipo impositivo efectivo actual previsto sobre el flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos en 2024:

Supuesto de precio del Brent	$65/bbl	$75/bbl	$85/bbl

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Efecto de la tasa tributaria corriente en el flujo de fondos antes de impuestos procedente de las operaciones	10-12%	19-21%	25-27%

El cálculo del impuesto sobre la renta corriente y diferido en Colombia se basa en una serie de variables que pueden causar oscilaciones en el impuesto sobre la renta corriente y diferido. Estas variables incluyen, entre otras, las reservas de producción a final de año utilizadas en el cálculo del agotamiento a efectos fiscales, el calendario y el número de amortizaciones de pozos secos permitidas a efectos fiscales en Colombia y las fluctuaciones monetarias.

Gastos de capital

Para el año que termina el 31 de diciembre de ($000s)		Colombia		Canadá		Total	
		2023	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Adquisición de propiedades no comprobadas	$	**7.770**	5.686	**-**	-	**7.770**	5.686
Geológico y Geofísico		**2.497**	15.463	**-**	-	**2.497**	15.463
Perforación y completamiento		**396.584**	426.695	**-**	-	**396.584**	426.695
Equipos y facilidades de pozo		**74.247**	61.754	**-**	-	**74.247**	61.754
Otro		**429**	576	**1.816**	2.078	**2.245**	2.654
Total gastos de capital [1]	$	**481.527**	510.174	**1.816**	2.078	**483.343**	512.252

(1) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de ($000s)		Colombia		Canadá		Total	
		2023	2022	**2023**	2022	**2023**	2022
Adquisición de propiedades no comprobadas	$	**722**	(2.248)	**-**	-	**722**	(2.248)
Geológico y Geofísico		**780**	2.575	**-**	-	**780**	2.575
Perforación y completamiento		**47.000**	135.183	**-**	-	**47.000**	135.183
Equipos y facilidades de pozo		**41.624**	11.964	**-**	-	**41.624**	11.964
Otro		**371**	237	**922**	35	**1.293**	272
Total gastos de capital [1]	$	**90.497**	147.711	**922**	35	**91.419**	147.746

(1) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

A continuación se ofrece información adicional relacionada con los gastos de capital del periodo por áreas operativas clave:

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Bloque LLA-34	$ **30.373**	$ 29.309	$ **118.275**	$ 102.777
Llanos Sur	**13.478**	66.657	**209.513**	198.899
Llanos Norte	**43.904**	26.242	**96.697**	63.934
Cuenca del Magdalena	**2.372**	25.266	**56.613**	143.988
Corporativa	**1.292**	272	**2.245**	2.654
Total gastos de capital [1]	$ **91.419**	$ 147.746	$ **483.343**	$ 512.252

(1) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, la Compañía incurrió en $483,3 millones de gastos de capital, comparado con los $512,3 millones en el mismo periodo de 2022. Durante 2023, la Compañía perforó 59 pozos brutos (43,60 netos), frente a los 66 pozos brutos (48,90 netos) de 2022.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2023, los gastos de capital de la Compañía, que ascendieron a $483,3 millones, se autofinanciaron con el flujo de fondos generado por las operaciones, que ascendió a $667,8 millones.

En el cuarto trimestre de 2023, la Compañía perforó 11 pozos brutos (8,30 netos) en Colombia comparado con 20 pozos brutos (14,35 netos) en el periodo comparativo de 2022. Los costes de perforación y terminación durante el cuarto trimestre de 2023 ascendieron a un total de $47,0 millones relacionados principalmente con los costos de perforación y terminación en Colombia en el Bloque Arauca, el Bloque Cabrestero, el Bloque Capachos y los Bloques LLA-34, LLA-81 y LLA-122.

Los gastos de capital fueron inferiores en el cuarto trimestre de 2023 en comparación con el tercer trimestre de 2023, debido principalmente a la disminución de la actividad en el bloque Cabrestero y en el bloque LLA-81, así como a la reducción de la actividad corporativa general con un menor número de equipos de perforación.

Inventario a largo plazo

La Compañía dispone de existencias de materiales y equipos de larga duración, como tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes. Con una fuerte demanda de material y equipos utilizados en las operaciones de petróleo y gas, la Compañía adoptó un enfoque activo y pionero para asegurar material y equipos antes de sus programas de capital de 2023 y 2024, específicamente tuberías de revestimiento y tuberías especiales para el programa de perforación de Llanos Norte. El programa de perforación de Llanos Norte (proyectos Capachos y Arauca) experimentó retrasos en la primera mitad de 2023, lo que ha dado lugar a un aumento en los niveles de inventario.

Parex espera recurrir a las existencias de larga duración de los niveles actuales durante los próximos seis a nueve meses, con lo que reducirá este saldo a lo largo del tiempo.

Costo		**25.005**
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	186.080
Adiciones		(45.814)
Transferencias a activos E&E y PP&E		**165.271**
Balance a 31 de diciembre de 2022	$	114.803
Adiciones		(75.373)
Transferencias a activos E&E y PP&E		**204.701**
Balance a 31 de diciembre de 2023	$	

La siguiente tabla representa los gastos de inventario a largo plazo para los tres meses y los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de	
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022
Adiciones	$ **14.281**	$ 81.407	$ **114.803**	$ 186.080
Transferencias a activos D&P y E&E	**(15.147)**	(24.992)	**(75.373)**	(45.814)
Total de gastos de inventario a largo plazo	$ **(866)**	$ 56.415	$ **39.430**	$ 140.266

NOTARIA 69 DE BOGOTA REPUBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Cargos de deterioro no monetario

($000s)	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023	2022	Para el año que termina el 31 de diciembre de 2023	2022
Afectación de los activos de E&E	$ 25.648	$ 26.494	$ 82.858	$ 103.394
Deterioro de PP&E relacionados con la CGU de Boranda/Fortuna	59.682	-	59.682	-
Total de cargos de deterioro no monetarios antes de recuperaciones de impuesto a la renta diferido	$ 85.330	$ 26.494	$ 142.540	$ 103.394

Deterioros del 2023

La Compañía registró deterioros de activos de exploración y evaluación ("E&E") durante los tres meses y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 por valor de $25,6 millones y $82,9 millones, respectivamente. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los bloques VIM-43 y LLA-134 por costos relacionados con los pozos de exploración, que indicaron resultados no económicos, la Compañía tiene planes de renunciar al bloque LLA-134. Además, el deterioro incluye los costos del bloque LLA-81 que se deterioraron al transferirse a propiedad, planta y equipo ("PP&E), ya que el valor contable superaba su valor recuperable. La revisión de deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable, menos el costo de enajenación (partida de nivel 3), para determinar el valor recuperable que se estableció en $0 para los activos de los bloques VIM-43 y LLA-134 y $12,3 millones para los activos del bloque LLA-81. Se determinó que el deterioro fue de $82,9 millones, los cuales se registran en los estados consolidados de ingresos integrales para el año que termina el 31 de diciembre de 2023.
A 31 de diciembre de 2023, Parex comprobó sus unidades generadoras de efectivo ("CGU") para el deterioro de PP&E. La Compañía determinó que el valor contable de la CGU Boranda/Fortuna en la cuenca de Magdalena superaba su valor recuperable y se registró un deterioro de $59,7 millones en los estados consolidados de ingresos integrales para el periodo de tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2023. No hay activos de E&E asociados con esta CGU.

A 31 de diciembre de 2023, el valor recuperable del CGU de Boranda/Fortuna se estimó en $40,9 millones. Un cambio del 1% en la tasa de descuento asumida o un cambio del 5% en los estimados de precios a futuro sobre la vida de las reservas tendría un impacto menor en el deterioro. Todas las demás CGU tenían valores recuperables superiores a sus valores contables. El valor razonable determinado para las propiedades productoras de la Compañía era coherente con la estimación de reservas de los evaluadores de reservas calificados independientes de la Compañía a 31 de diciembre de 2023. El valor recuperable se estimó utilizando el valor razonable estimado, menos los costos de enajenación.

Los flujos de caja futuros se descontaron utilizando una tasa de descuento después de impuestos del 14%, con los siguientes precios utilizados por el evaluador independiente de reservas de Parex a 31 de diciembre de 2023:

	2024	2025	2026	2027	2028	En adelante-
Brent ($US/bbl)	77,00	79,50	81,49	82,58	84,19	aumento del 2% al año
WTI ($US/bbl)	72,50	75,00	76,99	78,53	80,10	Aumento del 2% al año

Deterioros del 2022

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2000. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Durante los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía registró pérdidas de valor de activos E&E por valor de $26,6 millones y $103,4 millones, respectivamente. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los costos del Bloque Fortuna relacionados con pozos de exploración que indicaron resultados no económicos y los costos del Bloque CPO-11 relacionados con pozos de exploración que indicaron resultados no económicos y la Compañía tiene planes de renunciar al Bloque CPO-11. La revisión de deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable, menos el costo de enajenación (partida de nivel 3), para determinar el valor recuperable que se estableció en $0 para estos activos. El valor neto contable de los costos en estos bloques se ha deteriorado a $ cero.

A 31 de diciembre de 2022, Parex realizó pruebas en sus CGU para determinar el deterioro de PP&E en las que se determinó que el valor recuperable de las CGU superaba su valor contable, por lo que las CGU de la Compañía no habían sufrido deterioro. El valor recuperable se estimó utilizando el valor razonable estimado, menos los costos de enajenación. Los flujos de caja futuros se descontaron utilizando una tasa de tributaria del 14%, con los siguientes precios utilizados por el evaluador independiente de reservas de Parex a 31 de diciembre de 2022:

	2023	2024	2025	2026	2027	En adelante-
Brent ($US/bbl)	80,00	80,50	81,50	82,00	82,53	Aumento del 2% al año
WTI ($US/bbl)	75,00	75,00	75,43	76,94	78,48	Aumento del 2% al año

Para mayor información relacionada con los cargos de deterioro de los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, remítase a la Nota 7 - Activos de exploración y evaluación y la Nota 8 - Propiedad, planta y equipo de los estados financieros consolidados auditados.

Prueba de deterioro de la plusvalía

La Compañía realizó su prueba anual de deterioro de plusvalía a la fecha del balance general de acuerdo con su política descrita en la nota 3 - Resumen de políticas contables importantes, de los estados financieros consolidados. La Compañía asignó su plusvalía al segmento operativo de Colombia. El valor razonable estimado, menos el costo de enajenación del segmento operativo en Colombia superó el valor en libros. Como resultado, no se registró deterioro en la plusvalía. Para información adicional, favor remitirse a la Nota 12 - Plusvalía en los estados financieros consolidados.

Resumen de los resultados trimestrales (no auditados)

Tres meses terminados en ($000s) (excepto los valores por acción)		31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2023	30 de junio de 2023	31 de marzo de 2023
Producción diaria promedio					
Crudo ligero y Crudo medio (bbl/d)		**9.700**	8.837	7.982	7.115
Crudo pesado (bbl/d)		**46.760**	44.779	45.644	43.435
Crudo (bbl/d)		**56.460**	53.616	53.626	50.550
Gas Natural Convencional (mcf/d)		**5.214**	5.742	2.964	4.692
Total (boe/d)		**57.329**	54.573	54.120	51.332
Precio de ventas realizado - crudo ($/bbl) [6]		**71.67**	76.71	67.48	69.97
Financiero ($000s, salvo por los valores de acciones)					
Ventas de crudo y gas natural	$	**373.643**	383.998	328.178	328.733
Flujo de fondos de las operaciones [5]	$	**193.377**	157.839	154.842	161.724
Por acción – básico [2]		**1.85**	1.49	1.45	1.49
Por acción - diluida [2]		**1.85**	1.49	1.45	1.49
Ingreso neto	$	**133.783**	119.736	101.415	104.375
Por acción - básica		**1.28**	1.13	0.95	0.96
Por acción - diluida		**1.28**	1.13	0.95	0.96

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2000

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Dividendos pagados		**29.505**	29.239	30.101	29.831
Por acción - Cdn$ [4] [6]		**0.375**	0.375	0.375	0.375
Gastos de capital [1]	$	**91.419**	156.747	121.309	113.868
Gastos de inventario a largo plazo	$	**(866)**	(374)	20.903	19.767
Total activos (fin del periodo)	$	**2.415.327**	2.263.479	2.225.799	2.349.748
Acciones en circulación (fin del periodo) (000s)		**103.812**	105.014	106.194	107.419
Excedente (déficit) del capital de trabajo (fin del periodo) [3] [5]	$	**79.027**	(57.511)	(2.957)	29.662

Tres meses terminados en ($000s) (excepto los valores por acción)		31 de diciembre de 2022	30 de septiembre de 2022	30 de junio de 2022	31 de marzo de 2022
Producción diaria promedio					
Crudo ligero y Crudo medio (bbl/d)		10.511	6.903	6.734	5.687
Crudo pesado (bbl/d)		42.746	43.063	42.373	43.865
Crudo (bbl/d)		53.257	49.966	49.107	49.552
Gas Natural Convencional (mcf/d)		6.000	6.750	12.216	12.816
Total (boe/d)		54.257	51.091	51.143	51.688
Precio de ventas realizado - crudo ($/bbl) [6]		75.55	89.33	100.83	89.68
Financiero ($000s, salvo por los valores de acciones)					
Ventas de crudo y gas natural	$	376.347	405.371	448.255	413.616
Flujo de fondos de las operaciones [5]	$	85.194	206.412	227.796	205.488
Por acción – básico [2]		0.78	1.85	1.98	1.73
Por acción - diluida [2]		0.78	1.85	1.98	1.73
Ingreso (pérdida) neto	$	249.958	65.632	143.128	152.650
Por acción - básica		2.29	0.59	1.24	1.29
Por acción - diluida		2.29	0.59	1.24	1.29
Dividendos pagados		20.108	20.042	22.226	13.115
Por acción - Cdn$ [4] [6]		0.250	0.250	0.250	0.140
Gastos de capital [1]	$	147.746	127.353	126.240	110.913
Gastos de inventario a largo plazo	$	56.415	65.725	6.541	11.585
Total activos (fin del periodo)	$	2.314.373	2.089.253	2.086.407	1.923.836
Acciones en circulación (fin del periodo) (000s)		109.112	109.323	113.810	116.413
Excedente del capital de trabajo (fin del periodo) [3] [5]	$	84.988	229.763	311.496	286.684

(1) Medida financiera no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(2) Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
(3) El capital de trabajo excluye el valor no retirado disponible en la línea de crédito.
(4) Los montos por acción (con la excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(5) Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras". En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2022, el flujo de fondos procedente de las operaciones incluyó un aumento de $100 millones ($0,92 dólares por acción básica) en el gasto por impuestos corrientes como consecuencia de una reestructuración interna voluntaria de la Compañía (véase la sección "Impuesto sobre beneficios").
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Factores que Ocasionaron Variaciones durante el Trimestre

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Durante el cuarto trimestre de 2023, la producción de 57.329 boe/d (compuesta por 9.700 bbls/d de crudo ligero y medio, 46.760 bbls/d de crudo pesado y 5.214 mcf/d de gas natural convencional) aumentó un 5% con respecto al trimestre anterior, finalizado el 30 de septiembre de 2023. Los ingresos fueron inferiores a los del trimestre anterior debido a la disminución de los precios realizados. El flujo de fondos procedente de las operaciones fue superior al del trimestre anterior debido a la disminución del gasto por impuesto a la renta corriente por diversos factores. Véase en "Impuesto a la renta" una descripción detallada de los principales factores de la disminución del impuesto corriente en el cuarto trimestre. El capital de trabajo aumentó a $79,0* desde un déficit de $57,5 millones* a 30 de septiembre de 2023, debido en gran medida a un endeudamiento bancario de $90,0 millones. Los dividendos pagados sobre las acciones ordinarias durante el trimestre fueron de $29,5 millones (Cdn$0,375 por acción ordinaria***). El costo asociado a la recompra de acciones ordinarias en el marco del programa NCIB durante el trimestre fue de $22,5 millones.

Durante el tercer trimestre de 2023, la producción de 54.573 boe/d (compuesta por 8.837 bbls/d de crudo ligero y medio, 44.779 bbls/d de crudo pesado y 5.742 mcf/d de gas natural convencional) fue superior a la del trimestre anterior, finalizado el 30 de junio de 2023. Los ingresos y el flujo de fondos proporcionados por las operaciones fueron superiores a los del trimestre anterior, debido a un aumento en los precios realizados. La disminución en el capital de trabajo a un déficit de $57.5 millones* de un déficit de $3.0 millones* al 30 de junio de 2023 es principalmente el resultado de mayores gastos de capital en la reanudación de operaciones completas en la cuenca de Llanos Norte, así como las recompras de acciones ordinarias de la Compañía bajo el NCIB y las cuentas por pagar del impuesto a la renta de Colombia que se liquidan en el tercer trimestre de 2023. Los dividendos pagados sobre las acciones ordinarias durante el trimestre fueron de $29,2 millones (Cdn$0,375 por acción ordinaria***). La recompra de acciones ordinarias bajo el NCIB durante el trimestre por un costo total de $24,3 millones.

Durante el segundo trimestre de 2023, la producción de 54.120 boe/d (compuesta por 7.982 bbls/d de crudo ligero y crudo medio, 45.644 bbls/d de crudo pesado y 2.964 mcf/d de gas natural convencional) fue superior a la del trimestre anterior, finalizado el 31 de marzo de 2023. Los ingresos y el flujo de fondos generados por las operaciones fueron inferiores a los del trimestre anterior debido al descenso de los precios realizados. La disminución en el capital de trabajo a un déficit de $3.0 millones* de $29.7 millones* de superávit al 31 de marzo de 2023 es principalmente el resultado de la acumulación de inventario debido a la suspensión de operaciones en la cuenca de Llanos Norte, así como las recompras de acciones ordinarias de la Compañía bajo el NCIB y la compra de artículos adicionales de inventario de capital de larga duración y las cuentas por pagar del impuesto sobre la renta de Colombia que se liquidan en la primera mitad de 2023. Los dividendos pagados sobre las acciones ordinarias durante el trimestre fueron de $30,1 millones (Cdn$0,375 por acción ordinaria***). Las compras de existencias de larga duración para proyectos de capital ascendieron a $20,9 millones en el trimestre. La recompra de acciones ordinarias bajo el NCIB durante el trimestre fue de $25,5 millones.

Durante el primer trimestre de 2023, la producción de 51.332 boe/d (compuesta por 7.115 bbls/d de crudo ligero y crudo medio, 43.435 bbls/d de crudo pesado y 4.692 mcf/d de gas natural convencional) fue menor con respecto al trimestre anterior, finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los ingresos fueron inferiores a los del trimestre anterior debido a la disminución de los precios realizados. El flujo de fondos procedente de las operaciones fue superior al del trimestre anterior, ya que el cuarto trimestre de 2022 incluyó aproximadamente 100,0 millones de dólares* ($0,92 por acción básicos**) relacionados con el aumento de los gastos por impuestos corrientes como consecuencia de una reestructuración interna voluntaria de la Compañía. El capital de trabajo disminuyó a $29,7 millones* frente a los $85,0 millones* del 31 de diciembre de 2022, principalmente por la acumulación de existencias debida a la suspensión de las operaciones en la cuenca de Llanos Norte. Los dividendos pagados sobre las acciones ordinarias durante el trimestre fueron de $29,8 millones (Cdn$0,375 por acción ordinaria***). Las compras de existencias de larga duración para proyectos de capital ascendieron a $19,8 millones en el trimestre. La recompra de acciones ordinarias bajo el NCIB durante el trimestre fue de $32,9 millones.

Durante el cuarto trimestre de 2022, la producción de 54.257 bpe/d (compuesta por 10.511 bbls/d de crudo ligero y medio, 42.746 bbls/d de crudo pesado y 6.000 mcf/d de gas natural convencional) aumentó un 6% con respecto al trimestre anterior, finalizado el 30 de septiembre de 2022. Los ingresos y el flujo de fondos generados por las

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

operaciones fueron inferiores a los del trimestre anterior debido al descenso de los precios realizados y a la reestructuración voluntaria completada en el cuarto trimestre de 2022. En los tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, el flujo de fondos procedente de las operaciones incluye aproximadamente $100 millones* ($0,92 por acción básicos**) relacionados con el aumento de los gastos por impuestos corrientes como resultado de una reestructuración interna voluntaria de la Compañía. El capital de trabajo disminuyó a $85,0 millones de $229,8 millones al 30 de septiembre de 2022. Los dividendos pagados sobre las acciones ordinarias durante el trimestre fueron de $20,1 millones (Cdn$0,250 por acción ordinaria***). Las compras de existencias de larga duración para proyectos de capital ascendieron a 56,4 millones de dólares en el trimestre.

Por favor, remítase a la sección "Resultados Financieros y Operativos" donde encontrará información detallada sobre las variaciones durante los trimestres comparativos y el MD&A anual y provisional previamente emitido de Parex para mayor información sobre los cambios en los trimestres anteriores.

* Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
** Proporción no PCGA. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".
*** Medida financiera complementaria. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
69
COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2006

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Resultados del cuarto trimestre

Estado consolidado de ingresos integrales para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

($000s) Para el periodo de tres meses que termina el 31 de diciembre de	2023	2022
Ventas de crudo y gas natural	$ 373.643	$ 376.347
Regalías	(63.695)	(64.445)
Ingresos	309.948	311.902
Gastos		
Producción	71.833	35.740
Transporte	18.621	17.629
Crudo comprado	498	2.207
General y administrativo	15.656	13.859
Afectación de activos de propiedad, planta y equipos	59.682	-
Afectación de activos de exploración y evaluación	25.648	26.494
Gasto de compensación basada en acciones liquidada con patrimonio	264	309
Gasto de compensación basada en acciones liquidada en efectivo	7.410	4.792
Agotamiento, depreciación y amortización	57.833	44.167
Ganancia por cambio de divisas	(317)	(2.732)
	257.128	142.465
(Ingreso) financiero	(2.274)	(4.724)
Gasto financiero	3.240	1.542
Gasto (ingreso) financiero neto	966	(3.128)
Ingreso antes del impuesto a la renta	51.854	172.619
Impuesto a la renta (recuperación)		
Gasto de impuesto corriente	8.855	163.107
Impuesto diferido (recuperación)	(90.784)	(240.446)
	(81.929)	(77.339)
Ingreso neto e ingresos integrales del período	$ 133.783	$ 249.958

Liquidez y recursos de capital

A 31 de diciembre de 2023, la Compañía tenía un excedente de capital de trabajo de $79,0 millones*, frente a un excedente de capital de trabajo de $85,0 millones* a 31 de diciembre de 2022. A 31 de diciembre de 2023, el capital de trabajo se complementaba con la línea de crédito garantizada de la Compañía, que contaba con $90,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $0) retirados debido al calendario de pagos a proveedores y cobros por ventas de petróleo en los días previos al 31 de diciembre de 2023.

En comparación con el 31 de diciembre de 2022, el capital de trabajo aumentó por los $90.0 millones recibidos bajo la línea de crédito, lo cual fue compensado por la disminución en el capital de trabajo principalmente como resultado de la acumulación de inventario debido a la suspensión de operaciones en la cuenca de Llanos Norte, así como las recompras de NCIB de la Compañía, la compra de artículos adicionales de inventario de capital de larga duración y las cuentas por pagar del impuesto a la renta de Colombia que se liquidan en 2023.

La línea de crédito tiene una base de endeudamiento actual de $200,0 millones, que está sujeta a una redeterminación de la base de endeudamiento que se completará a finales de mayo de 2024 y vence el 21 de mayo de 2025. A 31 de diciembre de 2023, Parex contaba con $140,4 millones en efectivo, frente a $34,5 millones a 30 de septiembre de 2023 y $419,0 millones a 31 de diciembre de 2022. Los saldos de efectivo de la Compañía

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

residen principalmente en cuentas corrientes en instituciones financieras autorizadas, la mayoría de las cuales se mantienen en cuenta en Canadá, Suiza y Colombia en USD.

Parex espera que el capital de trabajo aumente a lo largo de 2024, con el crecimiento previsto de la producción, la disminución de los gastos de capital y el despliegue de inventario, sujeto a que los precios de las materias primas se mantengan en línea con el cuarto trimestre de 2023. Parex prevé recurrir a la línea de crédito en varias ocasiones a lo largo de 2024 para gestionar las diferencias de calendario asociadas a los plazos de pago a proveedores y de cobro de las ventas de petróleo.

La línea de crédito garantizada senior de Parex con un sindicato de bancos tiene una base actual de endeudamiento de $ 200.0 millones. Los convenios claves incluyen una deuda continua de financiamiento total de cuatro trimestres al EBITDA ajustado de 3:50:1 y otros convenios operativos estándar A 31 de diciembre de 2023, el saldo de la línea de crédito ascendía a $90.0 millones. La Compañía cumple con todos los convenios. La siguiente revisión anual se programó para mayo de 2024. No se espera que la próxima redeterminación de la línea de crédito afecte a las operaciones actuales o futuras de la Compañía, ni que reduzca las perspectivas para 2024 o modifique las previsiones de la Compañía.

En la nota 26 - Compromisos y contingencias de los estados financieros consolidados auditados figura una descripción del mecanismo de garantía de buen fin con Export Development Canada, así como de las cartas de crédito no garantizadas.

* Medida de gestión de capital. Consulte "Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras".

Datos de acciones en circulación

Parex tiene autorización para emitir un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto sin valor nominal. A 31 de diciembre de 2023, la Compañía tenía 103.811.718 acciones ordinarias en circulación, frente a 109.112.290 a 31 de diciembre de 2022, lo que supone una disminución del 5%. A 29 de febrero de 2024, las acciones ordinarias en circulación se han reducido a 103.313.986 debido al NCIB 2023 de la Compañía.

La Compañía cuenta con un plan de opciones sobre acciones que prevé la emisión de opciones sobre acciones a los directivos, ejecutivos y determinados empleados de la Compañía para adquirir acciones ordinarias emitidas de tesorería.

A 29 de febrero de 2024, Parex tenía los siguientes títulos valores en circulación:

	Número	%
Acciones ordinarias	103.313.986	
Opciones de compra de acciones	665.745	
	103.979.731	

A la fecha de este MD&A, las opciones totales de compra de acciones en circulación representan aproximadamente el 1% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación.

Obligaciones, compromisos y garantías contractuales

En el curso normal del negocio, Parex celebró acuerdos e incurrió en obligaciones que afectarán las operaciones futuras y la liquidez de la Compañía. Estos compromisos se relacionan principalmente con los compromisos del trabajo de exploración, incluyendo las actividades de sísmica y perforación. La Compañía tiene la discreción con respecto al momento del gasto de capital para los compromisos del trabajo de exploración, siempre y cuando el trabajo esté terminado a finales de los períodos de exploración especificados en los contratos o la Compañía pueda negociar extensiones de los períodos de exploración. Los compromisos de exploración de la Compañía se describen en el AIF de la Compañía, en la sección "Descripción de la Compañía - Propiedades principales". Estas

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

obligaciones y compromisos se contemplan en la evaluación de requerimientos de caja en la discusión de liquidez futura.

En Colombia, la Compañía ha otorgado garantías a la ANH por valor de $141,0 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $129,1 millones) para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus bloques. Las garantías se han entregado en forma de cartas de crédito con diversos términos. Export Development Canada ha proporcionado garantías de cumplimiento en virtud de la línea de garantía de cumplimiento de $150,0 millones (31 de diciembre de 2022 - $150,0 millones) de la Compañía para respaldar aproximadamente $8,0 millones de las cartas de crédito (31 de diciembre de 2022 - $9,4 millones) emitidas en nombre de Parex. Las cartas de crédito emitidas a la ANH se reducen de vez en cuando para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques. Al 31 de diciembre de 2023, existían otras cartas de crédito por valor de $133,0 millones ($119,7 millones al 31 de diciembre de 2022) que fueron proporcionadas por bancos latinoamericanos seleccionados sin garantía.

A 31 de diciembre de 2023, la obligación total de arrendamiento era de $6,5 millones (31 de diciembre de 2022 - $6,8 millones), de los cuales $5,7 millones (31 de diciembre de 2022 - $6,1 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el plazo de arrendamiento.

La siguiente tabla resume los compromisos no descontados estimados de la Compañía a 31 de diciembre de 2023:

($000s)		Total	< 1 año	1-3 años	3 – 5 años	> 5 años
Exploración	$	458.069	21.530	271.549	164.990	-
Oficina y alojamientos [1]		6.789	1.073	2.866	1.618	1.232
Desmantelamiento y Obligaciones Ambientales		234.830	6.000	-	-	228.830
Total	**$**	**699.688**	**28.603**	**274.415**	**166.608**	**230.062**

(1) Incluye las obligaciones de pago de arrendamiento mínimas asociadas con arrendamientos de espacio de oficina y alojamientos.

Desmontaje y pasivos ambientales

		Desmontaje		Medio Ambiente		Total
Balance a 31 de diciembre de 2021	$	36.730	$	18.224	$	54.954
Adiciones		5.330		3.266		8.596
Conciliación de obligaciones durante el año		(2.871)		(822)		(3.693)
Pérdida por liquidación de obligaciones		532		-		532
Gasto de Acumulación		3.663		2.144		5.807
Cambio en estimación - inflación y tasas de descuento		(12.504)		(5.233)		(17.737)
Cambio en estimados - costos		13.733		162		13.895
Ganancia por cambio de divisas		(5.795)		(3.267)		(9.062)
Balance a 31 de diciembre de 2022	$	38.818	$	14.474	$	53.292
Adiciones		9.676		1.379		11.055
Conciliación de obligaciones durante el año		(3.110)		(3.695)		(6.805)
Pérdida por liquidación de obligaciones		199		-		199
Gasto de Acumulación		6.098		2.603		8.701
Cambio en estimación - inflación y tasas de descuento		17.592		2.316		19.908
Cambio en estimados - costos		(1.331)		2.382		1.051
Ganancia por cambio de divisas		3.581		4.750		8.331
Balance a 31 de diciembre de 2023		**71.523**		**24.209**		**95.732**
Obligación corriente		(3.000)		(3.000)		(6.000)

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Obligación a largo plazo	**$ 68.523**	**$ 21.209**	**$ 89.732**

Las obligaciones totales ambientales, de desmontaje y restauración se determinaron por parte de la gerencia, de acuerdo con los costos estimados para liquidar las obligaciones de impacto ambiental incurridas y reclamar y abandonar los pozos y los sitios de pozo, de acuerdo con los requerimientos contractuales. Se espera que las obligaciones se financien de los recursos internos de la Compañía disponibles en el momento de la liquidación.

El pasivo total de desmontaje y medio ambiente se estima de acuerdo con la propiedad neta de la Compañía en todos los pozos perforados a 31 de diciembre de 2023, los costos estimados de abandono y recuperación de los pozos y los sitios de pozo, y el tiempo estimado de los costos a pagarse en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de caja requeridos para liquidar el pasivo de desmontaje de la Compañía es de aproximadamente $201.4 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $147.6 millones) y se espera que la mayoría de estos costos se presenten en el 2033 o después de ese año. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgos del 9,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2022 -tasa de descuento libre de riesgo del 14% y tasa de inflación del 3,5%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizada en el 2023 y el 2022 se basan en las tasas previstas de Colombia.

En el pasivo por desmontaje se incluyen $3,0 millones (31 de diciembre de 2022 – $5,5 millones) que se clasifican como obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de caja requeridos para liquidar el pasivo de ambiental de la Compañía es de aproximadamente $33,4 millones a 31 de diciembre de 2023 (31 de diciembre de 2022 - $19,5 millones) y se espera que la mayoría de estos costos se presenten en el 2033 o después de ese año en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgos del 9,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2022 -tasa de descuento libre de riesgo del 14% y tasa de inflación del 3,5%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizada en el 2023 y el 2022 se basan en las tasas previstas de Colombia.

En el pasivo ambiental se incluyen $3.0 millones (31 de diciembre de 2022 – $1.2 millones) que se clasifican como obligación corriente.

los pasivos ambientales de desmantelamiento y ambientales estimaciones contables críticas. Existen importantes incertidumbres relacionadas con el desmontaje y los gastos ambientales y el impacto en los estados financieros podría ser material. El eventual momento y los costos de estos gastos podrían diferir de las estimaciones actuales. Los principales factores que pueden causar que los flujos de efectivo estimados con respecto a las responsabilidades de desmontaje y ambientales cambien son:

- Cambios en Leyes y Reglamentos;
- Construcción de nuevas facilidades;
- Cambio en el precio de artículos de consumo;
- Cambio en el estimado de reservas de crudo y enmienda resultante en la vida de las reservas;
- Cambios en tecnología; y
- Ejecución de los pasivos de desmontaje y ambientales.

Evento posterior

El 22 de enero de 2024, la Compañía inició un NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según considere conveniente hasta un máximo de 10.198.838 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. El NCIB finalizará el 21 de enero de 2025. La Compañía también ha suscrito un plan automático de compra de acciones con un corredor para facilitar la recompra de Acciones Ordinarias de conformidad con el NCIB de la Compañía. En virtud del plan de compra automática de acciones de la Compañía, el intermediario de la Compañía puede recomprar Acciones Ordinarias en virtud del

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

NCIB durante los períodos de bloqueo autoimpuestos por la Compañía. Hasta la fecha, la Compañía ha recomprado aproximadamente 0,5 millones de acciones en 2024 a un precio medio de Cdn$21,88 por acción, por un valor total de Cdn$11,8 millones de dólares en el marco de la actual oferta normal de emisión.

Asesoría sobre la Información a Futuro

Cierta información relativa a Parex se establece en este MD&A, incluyendo las evaluaciones de la gestión de los planes de la Compañía y las operaciones futuras de la misma y contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos sustanciales hacia el futuro. El uso de cualquiera de las palabras "planear", "esperar", "prospecto", "proyecto", "intención", "creer", "debe", "anticipa", "estimado" u otras palabras similares o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán" tienen como fin identificar declaraciones a futuro. Dichas declaraciones representan las proyecciones, estimados o creencias internos de Parex en relación con, entre otras cosas, el crecimiento futuro, los resultados de operaciones, la producción, el capital futuro y demás gastos (incluyendo la cantidad, naturaleza y fuentes de financiamiento de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y resultados de la actividad de perforación, los asuntos ambientales, los prospectos y oportunidades de negocios. Estas declaraciones son tan solo predicciones y los eventos o resultados reales pueden diferir considerablemente. Si bien la gerencia de la Compañía considera que las expectativas reflejadas en las declaraciones a futuro son razonables, no puede garantizar los resultados futuros, los niveles de actividad, el rendimiento o logro, ya que dichas expectativas se encuentran inherentemente sujetas a importantes incertidumbres y contingencias comerciales, económicas, competitivas, políticas y sociales. Muchos factores pueden contribuir a que los resultados reales de Parex difieran considerablemente de aquellos expresos o implícitos en cualquier declaración a futuro hecha por, o en representación de Parex. En particular, las declaraciones a futuro contenidas en este MD&A incluyen, sin limitación, declaraciones con respecto de:

- La estrategia operacional, los planes, prioridades y enfoque de la Compañía;
- La expectativa de Parex de proporcionar un retorno significativo de capital a través de dividendos, incluyendo sus dividendos regulares trimestrales, y la recompra de acciones, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía para proporcionar un atractivo retorno total al accionista.
- Las expectativas de Parex en cuanto a niveles de endeudamiento, la gestión de riesgos de artículos de consumo y otras actividades de cobertura;
- Las expectativas de Parex en relación con el aumento de los costos de producción en el futuro;
- Las orientaciones de Parex para 2024, incluido el flujo de fondos previsto procedente del rendimiento neto de las operaciones, los gastos de capital, el flujo de fondos procedente de las operaciones, el flujo de fondos libre y la producción media anual;
- Los beneficios previstos de la reestructuración interna y voluntaria de la Compañía;
- La expectativa de Parex de que las existencias de crudo en futuros períodos estarán en línea con los niveles históricos normales;
- Los planes de Parex de ceder determinados bloques;
- Los términos de la línea de crédito de la Compañía, incluido el momento de la próxima revisión anual y la redeterminación de la base de endeudamiento;
- La expectativa de la Compañía de que la próxima redeterminación de su línea de crédito no afectará a sus operaciones actuales o futuras ni reducirá sus perspectivas para 2024 ni modificará las orientaciones de la Compañía;
- El plan de la Compañía de utilizar la línea de crédito hasta 2024;
- La expectativa de la Compañía de que solo las concesiones bajo el plan de opción de compra de acciones de la Compañía resulten en acciones ordinarias emitidas desde tesorería;
- Los valores estimados, el calendario y las fuentes de financiación previstas para las obligaciones de exploración, programas de gastos de capital, oficinas y alojamientos, medio ambiente, desmantelamiento y restauración de la Compañía;

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

- La previsión de los flujos de caja totales sin descontar necesarios para liquidar el costo de las obligaciones medioambientales y de desmantelamiento de la Compañía, el calendario previsto para ello y los recursos internos de que dispone la Compañía en el momento de la liquidación;
- Los planes de Parex para reducir las emisiones GEI operativos de Alcance 1 y 2 y el momento previsto para ello;
- Los objetivos ESG de Parex de eliminar la quema en teas y reducir las emisiones operativas;
- El objetivo de Parex de mantener su objetivo de representación de mujeres en la Junta;
- Las expectativas de la Compañía en cuanto a las repercusiones de la apreciación y depreciación del COP en sus gastos por boe y en sus gastos generales y administrativos;
- El riesgo de moneda extranjera y la capacidad de revertir la ganancia y pérdida en diferencias de divisas no realizadas en el futuro;
- La estrategia de gestión de riesgos de la Compañía y la fluctuación de los beneficios en función de los precios de extracción de petróleo y gas;
- La tasa impositiva actual efectiva estimada de la Compañía para 2024;
- El momento previsto del recurso ante la Corte Constitucional de Colombia relativo a la deducción de las regalías de la renta gravable y los resultados previstos del mismo;
- Parex prevé recurrir a sus existencias de material y equipos de larga duración durante los próximos seis a nueve meses;
- El crecimiento previsto del capital de trabajo y de la producción de Parex y disminución de los gastos de capital y del despliegue de existencias en 2024;
- Los términos de ciertas obligaciones contractuales de Parex;
- El plan de Parex para supervisar y divulgar las métricas clave en torno a los impactos medioambientales de sus operaciones;
- Las expectativas de Parex de que las negociaciones de paz impulsen el fortalecimiento institucional y el desarrollo de Colombia;
- Las expectativas de Parex de que logrará atraer y retener a sucesores cualificados de su Consejero Delegado y otros altos directivos en caso de salida; y
- Las declaraciones establecidas bajo las "Políticas y Estimados Contables" en este MD&A.

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a numerosos riesgos e incertidumbres, entre los que se incluyen: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; la determinación por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y otros países de los niveles de producción; las condiciones de la industria, incluidos los cambios en las leyes y reglamentos, incluida la adopción de nuevas leyes y reglamentos medioambientales, y los cambios en la forma en que se interpretan y aplican en Canadá y Colombia; la volatilidad y las fluctuaciones continuas de los precios de mercado del petróleo; el impacto de descensos significativos en los precios de mercado del petróleo; la competencia; la falta de disponibilidad de personal cualificado; los resultados de las perforaciones de exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; la aprobación por parte de los socios de los programas de trabajo de capital y otros asuntos que requieran aprobación; la imprecisión en las estimaciones de reservas, recursos e ingresos; las previsiones incorrectas del potencial de producción y crecimiento de los activos de Parex; la obtención de las aprobaciones necesarias de las autoridades reguladoras de Canadá y Colombia; los riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado a la realización de actividades internacionales; las fluctuaciones de las tasas de cambio o de interés; los riesgos medioambientales; los cambios en la legislación sobre el impuesto sobre la renta o los cambios en la legislación fiscal y los programas de incentivos relacionados con la industria del petróleo y el gas natural; la capacidad de acceder a capital suficiente procedente de fuentes internas y externas; el riesgo de que la Compañía no pueda obtener prórrogas de contratos o cumplir las obligaciones contractuales necesarias para conservar sus derechos de exploración, desarrollo y explotación de cualquiera de sus propiedades sin explotar; el riesgo de no lograr los beneficios previstos asociados a las adquisiciones; el riesgo de no lograr los beneficios percibidos de la reestructuración corporativa voluntaria en el momento previsto, o en absoluto; el incumplimiento

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductora e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

de los términos de los contratos por parte de las contrapartes; los cambios en la capacidad de los oleoductos; el riesgo de que la evaluación de Parex de su cartera actual de oportunidades de desarrollo y exploración no sea coherente con sus expectativas; el incumplimiento de los objetivos de producción previstos; el riesgo de que Parex no disponga de recursos financieros suficientes en el futuro para pagar dividendos; el riesgo de que el Consejo no declare dividendos en el futuro y de que no se produzca un crecimiento de los dividendos base o de que cambie la política de dividendos de Parex; el riesgo de que la estrategia de gestión de riesgos de Parex no sea un medio eficaz para gestionar y prever el flujo de caja; el riesgo de que los gastos de capital previstos, el crecimiento de la producción y la producción por acción sean diferentes de lo previsto; el riesgo de que la Compañía no alcance sus objetivos ESG de eliminar la quema en antorcha y reducir las emisiones; el riesgo de que los gastos de capital y operativos de la Compañía relacionados con la protección del medio ambiente sean mayores de lo previsto; el riesgo de que las estrategias medioambientales de la Compañía no tengan éxito y de que la Compañía no siga cumpliendo sustancialmente la legislación de protección medioambiental; el riesgo de que el inventario de materiales y equipos de larga duración de Parex no se ponga en uso con el programa de capital; el riesgo de que los impactos de los disturbios comunitarios en la Compañía sean mayores de lo previsto; el riesgo de que Parex no consiga atraer y retener sucesores calificados para su CEO y otros altos directivos en caso de salida; el riesgo de que la apelación ante la Corte Constitucional de Colombia no se produzca cuando estaba previsto y que el resultado pueda afectar negativamente a la Compañía; el riesgo de que el despliegue de inventario de la Compañía en 2024 sea mayor de lo previsto; los riesgos discutidos en "Factores de Riesgo" y en "Desmantelamiento y Pasivos Ambientales" en este MD&A; y otros factores, muchos de los cuales son ajenos al control de la Compañía. Se advierte a los lectores que la anterior lista de factores importantes no es exhaustiva. La información adicional sobre estos y otros factores que pueden afectar las operaciones y los resultados financieros de Parex se incluye en los reportes presentados ante las autoridades regulatorias de títulos valores de Canadá y se pueden acceder a través de la página Web de SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Si bien las declaraciones a futuro contenidas en este MD&A se basan en supuestos que la Gerencia considera razonables, la Compañía no puede garantizar a los inversionistas que los resultados reales sean coherentes con estas declaraciones a futuro. Con respecto a las declaraciones a futuro contenidas en este MD&A, Parex ha hecho suposiciones con respecto, entre otras cosas: precios actuales y futuros de artículos de consumo y regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; oportunidad y monto de los gastos de capital; acceso a áreas de operaciones e infraestructura de la Compañía a la luz de los disturbios de la comunidad en las operaciones de la Compañía; tasas de cambio futuras; el precio del crudo; el impacto de la creciente competencia; las condiciones en los mercados económicos y financieros generales; disponibilidad de equipos de perforación y relacionados; efectos de la regulación por agencias gubernamentales y la legislación ambiental sobre las operaciones de la Compañía; la recuperabilidad de reservas y tasas de producción futuras; oportunidad y número de bajas de pozos secos permitidos para efectos fiscales colombianos; los beneficios anticipados de la reestructuración corporativa voluntaria; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; las tasas de divisas; el estado del litigio; cronograma de perforación y completamiento de pozos; que la Compañía tenga suficiente flujo de caja, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros necesarios para financiar sus gastos de capital y operativos y los requisitos según sea necesario; que la conducta y los resultados de las operaciones de la Compañía sean consistentes con sus expectativas; que la Compañía tenga la capacidad de desarrollar sus propiedades de petróleo y gas en la forma actualmente contemplada; que las condiciones, leyes y reglamentos actuales o propuestos de la industria continúen vigentes o según lo previsto, tal como se describe en el presente; que los estimados de los volúmenes de reservas de la Compañía y los supuestos relacionados (incluidos los precios de los artículos de consumo y los costos de desarrollo) sean precisos en todos los aspectos importantes; que la Compañía pueda obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; sincronización en línea de la producción de pozos de exploración exitosos; desempeño operativo de campos productores no operados; capacidad del oleoducto; que Parex tenga suficientes recursos financieros en el futuro para pagar dividendos; que la Junta declare dividendos en el futuro; que Parex tenga suficientes recursos financieros para readquirir acciones bajo su NCIB; que los precios de extracción de petróleo y gas sigan sin cambios; y otros asuntos. La habilidad de la Compañía de realizar exitosamente su plan de negocios depende

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

principalmente del soporte continuo de sus accionistas, el descubrimiento de reservas económicamente recuperables y la habilidad de la Compañía de obtener financiamiento o generar suficiente flujo de caja para desarrollar dichas reservas.

Las declaraciones prospectivas y otra información contenida en este MD&A en relación con la industria del petróleo y gas natural en los países en los que opera y las expectativas generales de la Compañía con respecto a este sector se basan en estimados preparados por la Gerencia con datos de fuentes de la industria disponibles, al igual que de informes de recursos, estudios de mercado y análisis de la industria y en suposiciones basadas en datos y conocimientos de esta industria que la compañía considera razonables. Sin embargo, estos datos son inherentemente imprecisos, aunque indican en general las posiciones relativas del mercado, las acciones del mercado y las características de desempeño. Si bien la Compañía no conoce de tergiversaciones materiales relacionadas con cualquier dato de la industria presentado en el presente, la industria de petróleo y gas natural implica muchos riesgos e incertidumbres sujetos a cambios, de acuerdo con diversos factores.

La Gerencia incluyó el anterior resumen de supuestos y riesgos relacionados con la información a futuro que se suministra en este documento a fin de ofrecer a los accionistas una perspectiva más completa sobre las operaciones actuales y futuras de la Compañía y dicha información puede no ser conveniente para otros fines. Los resultados reales de la Compañía, el desempeño o logro pueden diferir materialmente de aquellos expresados o implícitos en estas declaraciones a futuro y, de igual forma, no se puede garantizar que cualquiera de los eventos anticipados en las declaraciones a futuro resulten u ocurran o, de ocurrir, cuáles serían los beneficios para Parex. Estas declaraciones a futuro se emiten a la fecha del presente MD&A y Parex renuncia a cualquier intención u obligación de actualizar públicamente cualquier declaración a futuro, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros, o de otra forma, a menos que así lo dispongan las leyes de títulos valores aplicables.

Este MD&A contiene información que puede considerarse una perspectiva financiera en virtud de la legislación aplicable en materia de valores sobre la posible situación financiera de la Compañía, incluyendo, entre otros aspectos: Las orientaciones de Parex para 2024, incluido su flujo de fondos previsto proporcionado por la ganancia neta de las operaciones, los gastos de capital, el flujo de fondos proporcionado por las operaciones y el flujo de fondos libre; los valores estimados y las fuentes de financiación previstas para las obligaciones de exploración, oficinas y alojamiento, medioambientales, de desmantelamiento y de restauración de la Compañía; los flujos de caja no descontados totales previstos necesarios para liquidar los costos de desmantelamiento y las obligaciones medioambientales de la Compañía y los recursos internos de que dispone la Compañía en el momento de la liquidación; y el tipo impositivo efectivo estimado de la Compañía para 2024; todo ello sujeto a numerosas hipótesis, factores de riesgo, limitaciones y salvedades, incluidos los expuestos en los párrafos anteriores. Los resultados reales de las operaciones de la Compañía y los resultados financieros resultantes variarán de los montos establecidos en este MD&A y tales variaciones pueden ser materiales. Esta información se proporciona solo a modo de ilustración y con respecto a períodos futuros se basa en presupuestos y pronósticos que son especulativos y están sujetos a una variedad de contingencias y pueden no ser apropiados para otros fines. En consecuencia, no se debe confiar en estas estimaciones como indicativas de resultados futuros. Salvo que lo exijan las leyes de valores aplicables, la Compañía no asume ninguna obligación de actualizar dicha perspectiva financiera. Las perspectivas financieras contenidas en este MD&A se hizo a partir de la fecha de este MD&A y se proporcionó con el fin de proporcionar más información sobre las posibles operaciones comerciales futuras de la Compañía. Se advierte a los lectores que la perspectiva financiera contenida en este MD&A no es concluyente y está sujeta a cambios.

Aviso de distribución

Las futuras distribuciones a los accionistas de la Compañía, incluidos, entre otros, el pago de dividendos y la adquisición por la Compañía de sus acciones en virtud de su NCIB, si la hubiera, y el nivel de las mismas son inciertos. Cualquier decisión de pagar más dividendos sobre las acciones ordinarias (incluyendo el importe real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago en relación con los mismos y cualquier dividendo

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

especial) o adquirir acciones de la Compañía estará sujeta a la discreción de la Junta Directiva de Parex y puede depender de una variedad de factores, incluyendo, sin limitación, el rendimiento empresarial de la Compañía, la situación financiera, los requisitos financieros, los planes de crecimiento, los requisitos de capital previstos y otras condiciones existentes en ese momento futuro, incluyendo, sin limitación, las restricciones contractuales y el cumplimiento de las pruebas de solvencia impuestas a la Compañía en virtud de la legislación corporativa aplicable. Además, el monto real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta. No puede garantizarse que la Compañía vaya a pagar dividendos o recomprar acciones de la Compañía en el futuro.

Asesoría en asuntos de petróleo y gas

Este informe contiene una serie de métricas de petróleo y gas, incluidas las ganancias netas operativas y las ganancias netas de FFO. Estas métricas de petróleo y gas han sido preparadas por la gerencia y no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas y no deben usarse para hacer comparaciones. Dichas métricas se han incluido en este documento para ofrecer a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, estas medidas no son indicadores fiables de la evolución futura de la Compañía y el rendimiento futuro no se puede comparar con el rendimiento en periodos anteriores y no se debe depender indebidamente de dichas métricas. La gerencia usa estas métricas de petróleo y gas para sus propias mediciones de desempeño y para proporcionar a los titulares de valores medidas para comparar las operaciones de la Compañía a lo largo del tiempo. Se advierte a los lectores que no se debe confiar en la información proporcionada por estas métricas, o que se pueda derivar de las métricas presentadas en este informe, para inversiones u otros fines. El término "Boe" significa un barril de petróleo equivalente sobre la base de 6 mil pies cúbicos ("Mcf") de gas natural por 1 bbl. El boe puede tergiversarse, particularmente si se usa de manera aislada. La relación de conversión de boe de 6 Mcf:1 Bbl se basa en el método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en el cabezal de pozo. Dado que la relación de valor basada en el precio actual del petróleo crudo en comparación con el gas natural es significativamente diferente de la equivalencia energética de 6 Mcf: 1 Bbl, utilizar una relación de conversión de 6 Mcf:1 Bbl puede ser engañoso como indicación de valor.

Asesoramiento sobre medidas financieras no PCGA y otras

Este MD&A utiliza varias "medidas financieras que no son PCGA", "índices que no son PCGA", "medidas financieras complementarias" y "medidas de gestión de capital" (según se definen dichos términos en NI 52-112), que se describen con más detalle a continuación. Tales medidas no son medidas financieras estandarizadas según las NIIF y pueden no ser comparables con medidas financieras similares divulgadas por otros emisores. Se advierte a los inversionistas que las medidas financieras que no son PCGA no deben interpretarse como alternativas o más significativas que las medidas PCGA más directamente comparables como indicadores del desempeño de Parex.

Estas medidas facilitan las comparaciones de la gerencia con los resultados operativos históricos de la Compañía al evaluar sus resultados y la toma de decisiones estratégicas y operativas y pueden ser utilizadas por analistas financieros y otros en la industria del petróleo y el gas natural para evaluar el desempeño de la Compañía. Además, la administración cree que tales medidas financieras son información complementaria útil para analizar el desempeño operativo y proporcionar una indicación de los resultados generados por las principales actividades comerciales de la Compañía.

A continuación, se incluye una descripción de las medidas financieras no PCGA, los índices no PCGA, las medidas financieras complementarias y las medidas de gestión de capital utilizadas en este MD&A.

NOTARIA 65 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Medidas financieras no PCGA

Gastos de capital, es una medida financiera no PCGA que la Compañía usa para describir sus costos de capital asociados con los gastos de petróleo y gas. La medida considera tanto los gastos de propiedad, planta y equipo como los gastos de activos de exploración y evaluación que son partidas en el estado de flujos de efectivo de la Compañía para el período.

		Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
($000s)		**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Gastos en propiedad, planta y equipos	$	**50.753**	111.512	**310.933**	389.797	212.153
Gastos de exploración y evaluación		**40.666**	36.234	**172.410**	122.273	60.081
Gastos de capital	$	**91.419**	147.746	**483.343**	512.252	272.234

		Para los tres meses que terminan el					
($000s)		Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Septiembre 2022	Junio 2022	Marzo 2022
Gastos en propiedad, planta y equipos	$	93.957	82.999	83.224	101.253	93.346	83.868
Gastos de exploración y evaluación		62.790	38.310	30.644	26.100	32.894	27.045
Gastos de Capital	$	156.747	121.309	113.868	127.353	126.240	110.913

***Flujo de fondos libres**, es una medida financiera ajena a PCGA que está determinada por el flujo de fondos proporcionado por las operaciones menos los gastos de capital. La Compañía considera que el flujo de fondos libre o el flujo de efectivo libre es una medida clave, ya que demuestra la capacidad de Parex para financiar el retorno de capital, como el NCIB o dividendos, sin acceder a fondos externos y se calcula de la siguiente manera:*

		Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
($000s)		**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Efectivo suministrado por actividades operativas	$	**194.242**	297.569	**376.471**	983.602	534.301
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario		**(865)**	(212.375)	**291.311**	(258.712)	43.244
Flujo de fondos de las operaciones		**193.377**	85.194	**667.782**	724.890	577.545
Gastos de capital		**91.419**	147.746	**483.343**	512.252	272.234
Flujo de fondos libres	$	**101.958**	(62.552)	**184.439**	212.638	305.311

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

***EBITDA**, es una medida financiera no recogida en los PCGA que se define como los ingresos netos ajustados por ingresos y gastos financieros, gasto (recuperación) por impuesto sobre beneficios y agotamiento, depreciación y amortización.*

***EBITDA ajustado**, es una medida financiera no recogida en los PCGA que se define como el EBITDA ajustado para tener en cuenta los cargos por deterioro no monetarios, las ganancias (pérdidas) no realizadas por tasa de cambio,* las ganancias (pérdidas) no realizadas por contratos de gestión de riesgos y los gastos de compensación basados en acciones.

La Compañía considera que el EBITDA y el EBITDA ajustado son medidas clave, ya que demuestran la rentabilidad de Parex antes de ingresos y gastos financieros, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización y otras partidas no monetarias. La conciliación del resultado neto con el EBITDA y el EBITDA ajustado es la siguiente:

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Ingreso neto	$ **133.783**	249.958	**459.309**	611.368	303.105
Ajustes para conciliar los ingresos netos con el EBITDA:					
Ingreso financiero	**(2.274)**	(4.724)	**(14.520)**	(9.015)	(1.608)
Gasto financiero	**3.240**	1.542	**16.416**	9.708	9.677
(Recuperación) Gasto de Impuesto a la Renta	**(81.929)**	(77.339)	**(5.070)**	191.798	200.710
Agotamiento, depreciación y amortización	**57.833**	44.167	**194.229**	149.351	121.396
EBITDA	$ **110.653**	213.604	**650.364**	953.210	633.280
Cargos de deterioro no monetario	**85.330**	26.494	**142.540**	103.394	27.000
Gasto de compensación basada en acciones	**7.674**	5.101	**30.364**	19.128	27.682
(Ganancia) pérdida por cambio de divisas no realizada	**(2.312)**	(562)	**(6.453)**	(9.692)	1.215
EBITDA ajustado	$ **201.345**	244.637	**816.815**	1.066.040	689.177

***La ganancia neta operativa** es una medida financiera no contemplada en los PCGA que la Compañía considera clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula la ganancia neta operativa como las ventas de petróleo y gas natural de producción, menos los gastos de regalías, operación y transporte. Consulte en "Resultados financieros y operativos - Resultados consolidados de las operaciones" el cálculo de la ganancia neta operativa.*

Relaciones financieras no PCGA

***La ganancia neta operativa por boe,** es una relación financiera no contemplada en los PCGA que la Compañía considera clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula la ganancia neta operativa por boe como la ganancia neta operativa dividida por el volumen de ventes equivalente total, incluidos los volúmenes de petróleo comprados y el precio de venta de gas natural y el gasto de transporte por boe y por el volumen de ventas equivalente total, y excluye los volúmenes de petróleo comprados por regalías y gastos operativos por boe.*

***Flujo de fondos proporcionado por la ganancia neta de operaciones**, es un índice no PCGA que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en el capital de trabajo no monetario, dividido por los volúmenes de ventas de petróleo y gas natural producidos. La Compañía considera que el flujo de fondos provisto por las ganancias netas operaciones son una medida clave ya que demuestra la*

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

rentabilidad de Parex después de todos los costos monetarios relacionados con los precios actuales de los artículos de consumo.

***El flujo de fondos básico y diluido proporcionado por operaciones por acción o FFO por acción** se calcula dividiendo el flujo de fondos proporcionado por las operaciones entre el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación. Parex presenta el flujo de fondos básico y diluido suministrado por las operaciones por acción, donde los valores por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación, de conformidad con el cálculo de las ganancias por acción. La Compañía considera que el flujo de fondos básico y diluido proporcionado por las operaciones por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número medio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación.*

Medida de gestión de capital.

***El flujo de fondos de las operaciones** es una medida de gestión de capital ajena a PCGA que incluye todo el efectivo generado en las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en el capital de trabajo no monetario. La Compañía considera que el flujo de fondos proporcionado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo. La conciliación del efectivo proporcionado por (usado en) las actividades operativas con el flujo de fondos proporcionado por las operaciones es la siguiente:*

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Efectivo suministrado por actividades operativas	$ **194.242**	297.569	**376.471**	983.602	534.301
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	**(865)**	(212.375)	**291.311**	(258.712)	43.244
Flujo de fondos de las operaciones	**193.377**	85.194	**667.782**	724.890	577.545

	Para los tres meses que terminan el					
($000s)	Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Septiembre 2022	Junio 2022	Marzo 2022
Efectivo suministrado por (utilizado en) actividades operativas	$ 87.568	(36.612)	131.273	250.643	244.783	190.607
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	70.271	191.454	30.451	(44.231)	(16.987)	14.881
Flujo de fondos de las operaciones	$ 157.839	154.842	161.724	206.412	227.796	205.488

***Excedente (déficit) de capital de trabajo**, es una medida de gestión de capital no PCGA que la Compañía utiliza para describir su posición de liquidez y su capacidad para cumplir con sus obligaciones a corto plazo. El excedente (déficit) de capital de trabajo se define como pasivo corriente:*

	Para los tres meses que terminan el 31 de diciembre de		Para el año que termina el 31 de diciembre de		
($000s)	**2023**	2022	**2023**	2022	2021
Activos corrientes	$ **337.175**	593.602	**337.175**	593.602	574.088

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRAD
Traductor e Intérprete Ofici
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalfa Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Pasivos corrientes		258.148	508.614	258.148	508.614	248.256
Excedente de capital de trabajo	$	79.027	84.988	79.027	84.988	325.780

		Para los tres meses que terminan el					
($000s)		Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023	Septiembre 2022	Junio 2022	Marzo 2022
Activos corrientes	$	240.559	322.146	528.744	613.900	695.053	626.916
Pasivos corrientes		298.070	325.103	499.082	384.137	383.557	340.232
(Déficit) Excedente de capital de trabajo	$	(57.511)	(2.957)	29.662	229.763	311.496	286.684

Medidas financieras complementarias

"Gasto DD&A por boe" se compone del gasto DD&A, según se determina de acuerdo con las NIIF, dividido por la producción total de la Compañía.

"Dividendos pagados por acción" se compone de los dividendos declarados, según se determina de acuerdo con las NIIF, dividido por el número de acciones en circulación a la fecha de registro del dividendo.

"Tasa efectiva fiscal corriente como porcentaje del flujo de fondos proporcionado por las operaciones antes de impuestos" se compone del gasto por impuesto a las ganancias corriente, determinado de acuerdo con las NIIF, dividido por el flujo de fondos provenientes de las operaciones antes de impuestos.

"Gasto G&A por boe" está compuesto por el gasto neto G&A despues de recuperaciones y capitalizaciones, según lo determinado de acuerdo con las NIIF, dividido por la producción total de la Compañía.

"Ingresos netos por boe" se compone de los ingresos netos, determinados con arreglo a las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente e incluye los volúmenes de petróleo comprado.

"Precio de venta de petróleo y gas natural por boe" se compone de las ventas totales de materias primas procedentes de la producción de petróleo y gas natural, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por los volúmenes totales de ventas de petróleo y gas natural de la Compañía, incluidas las compras.

"Diferencial de precio y gasto de transporte por bbl" se compone del precio de venta de petróleo realizado por bbl, tal y como se define en el presente documento, menos el precio del crudo Brent para calcular el diferencial de precio, más el gasto de transporte por bbl, tal y como se define en el presente documento.

"Gastos de producción por boe" se compone del gasto de producción, según lo determinado de acuerdo con las NIIF, dividido por el volumen de ventas equivalente total y excluye los volúmenes comprados.

"Crecimiento de la producción por acción" se compone de los volúmenes totales de producción de petróleo y gas natural de la Compañía divididos por el número promedio ponderado de acciones básicas en circulación, donde los montos por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación, de acuerdo con el cálculo de las ganancias por acción. El crecimiento se determina en comparación con el año comparativo.

"Precio de venta de petróleo realizado por bbl" se compone de las ventas totales de petróleo, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por el volumen total de ventas de petróleo de la Compañía, incluido el volumen de ventas comprado.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

"Precio realizado del gas natural por Mef" se compone de las ventas de artículos de consumo de gas natural provenientes de la producción, según lo determinado de acuerdo con las NIIF, dividido por los volúmenes de ventas de gas natural de la Compañía.

"Retorno del capital como porcentaje del flujo de fondos total proporcionado por las operaciones" se compone de los dividendos declarados y las acciones recompradas durante el período, divididos por el flujo de fondos proporcionado por las operaciones.

"Regalías por boe" se compone de regalías, según lo determinado de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes comprados.

"Regalías como porcentaje de las ventas" se compone de regalías, según lo determinado de acuerdo con las NIIF, divididas por las ventas equivalentes totales de producción, excluyendo los volúmenes de petróleo comprados, según lo determinado de acuerdo con las NIIF.

"Gastos de transporte por bbl" se compone de los gastos de transporte, según se determina de acuerdo con las NIIF, dividido por los volúmenes de ventas totales de crudo, los volúmenes de ventas equivalentes, incluyendo los volúmenes comprados.

"Gastos de transporte por boe" se compone de los gastos de transporte, según se determina de acuerdo con las NIIF, dividido por los volúmenes de ventas equivalentes totales, incluidos los volúmenes comprados.

Iniciativas ambientales que afectan a Parex

En Colombia no existe actualmente ninguna normativa reciente que obligue a las empresas a controlar y notificar específicamente las emisiones de GEI. Aunque en la actualidad no existe ninguna regulación aplicable relacionada con el cambio climático o las emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia, Parex cuenta con un plan para supervisar y divulgar métricas clave en torno a los impactos ambientales de las operaciones de Parex. La regulación del cambio climático tiene el potencial de afectar significativamente el entorno regulatorio de la industria del petróleo y el gas natural en Colombia. Dichas normativas imponen ciertos costos y riesgos a la industria, y sigue existiendo cierta incertidumbre con respecto al impacto del cambio climático y de las leyes y normativas medioambientales sobre Parex, ya que ésta no puede predecir la legislación adicional o las enmiendas que el gobierno colombiano pueda promulgar en el futuro. Cualquier nueva ley y regulación, o requisitos adicionales a las leyes y regulaciones existentes, podrían tener un impacto material en las operaciones y el flujo de caja de la Compañía.

A 31 de diciembre de 2022, Colombia ha ratificado el Acuerdo Regional sobre Acceso a la Información, Participación Pública y Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe (el "Acuerdo de Escazu"). La Compañía no puede predecir con certeza en este momento las repercusiones que la aplicación del Acuerdo de Escazú puede tener para la Compañía, ya que aún no se dispone de detalles sobre la forma en que se llevará a cabo su aplicación en los países que lo han ratificado. Sin embargo, se prevé que el Acuerdo de Escazú aumente la participación de las comunidades y la demanda de acceso a la información, lo que podría afectar los procesos de obtención de licencias, permisos y autorizaciones ambientales aplicables a la Compañía, podría resultar en la posibilidad de incurrir en costos adicionales no anticipados y podría crear fricciones con las comunidades, entre otros riesgos.

Entorno de Negocios y Riesgos

Parex está expuesta a una serie de riesgos derivados de la consecución de sus objetivos estratégicos. Algunos de estos riesgos afectan a la industria del petróleo y el gas en su conjunto y otros son exclusivos de las operaciones de la Compañía. El impacto de cualquier riesgo o de una combinación de riesgos puede afectar negativamente, entre otras cosas, al negocio, la reputación, la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de caja de Parex, lo que puede reducir o restringir su capacidad para perseguir sus prioridades estratégicas,

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

responder a los cambios en el entorno operativo y cumplir los compromisos y obligaciones, y puede afectar materialmente al precio de mercado de valores de la Compañía.

El programa de Gestión del Riesgo Empresarial ("ERM") impulsa la identificación, medición, priorización y gestión del riesgo en Parex. Además, Parex supervisa continuamente su perfil de riesgo.

Gobernanza del riesgo
El programa de ERM de la Compañía, aprobado por la Junta Directiva, describe los principios y expectativas de gestión de riesgos de la Compañía, así como las funciones y responsabilidades de todo el personal. El programa ERM incluye un Marco de Gestión de Riesgos y Herramientas de Evaluación de Riesgos, incluida una Matriz de Riesgos. El Marco de Gestión de Riesgos contiene los atributos clave recomendados por la Organización Internacional de Normalización ("ISO") en su ISO 31000 - Directrices de Gestión de Riesgos (2017). Los resultados del programa de ERM se documentan en un resumen semestral que se presenta a la Junta Directiva, así como mediante actualizaciones periódicas.

Factores de Riesgo

Colombia
Las entidades colombianas indirectas de Parex tienen varias participaciones de trabajo en numerosos bloques de exploración en la cuenca de los Llanos, así como en las cuencas del Alto Magdalena, Magdalena Medio y Bajo Magdalena. Además, todas las reservas y la producción de petróleo y gas de Parex se encuentran en Colombia. Los contratos tienen compromisos de exploración y, en algunos casos, una parte de los compromisos está garantizada por cartas de crédito emitidas. Por lo tanto, Parex estará sujeta a riesgos adicionales asociados a las operaciones internacionales en Colombia.

Perturbaciones e inestabilidad social
Las actividades de exploración, desarrollo y explotación de petróleo y gas natural llevadas a cabo por Parex pueden, en ocasiones, estar sujetas a interrupciones. Parex opera en Colombia. En Colombia, las empresas que operan en el sector del petróleo y el gas han sufrido interrupciones de sus operaciones y reducciones de la producción como consecuencia de la inestabilidad social y los trastornos laborales.

Parex ha experimentado y sigue experimentando interrupciones de las operaciones como consecuencia de la inestabilidad social. Consulte la sección "Actividad de la Guerrilla" en Colombia para obtener una descripción de estos acontecimientos. La Compañía no puede garantizar que en el futuro no se produzca este tipo de inestabilidad social o trastornos laborales. En este momento se desconoce el impacto potencial que la futura inestabilidad social, las interrupciones laborales y cualquier falta de orden público puedan tener en la industria del petróleo y el gas en Colombia, y en las operaciones de la Compañía en particular. Esta incertidumbre puede afectar a las operaciones de forma impredecible, incluidas las interrupciones del suministro y de los mercados de combustible, la capacidad de trasladar equipos como las plataformas de perforación de un sitio a otro, o la interrupción de las instalaciones de infraestructura, incluidos los oleoductos, las instalaciones de producción, las carreteras públicas y las estaciones de descarga, que podrían ser objetivos o sufrir daños colaterales como consecuencia de la inestabilidad social, los conflictos laborales o las protestas. Parex puede sufrir pérdidas de producción o verse obligada a incurrir en costos significativos en el futuro para salvaguardar sus activos frente a tales actividades, incurrir en gastos de reserva por equipos inmovilizados o parados o reparar posibles daños en las instalaciones de la Compañía. No puede garantizarse que Parex consiga protegerse contra estos riesgos y sus consecuencias financieras. Además, estos riesgos pueden no ser en parte asegurables en caso de que la Compañía sufra daños.

Actividad guerrillera en Colombia
Un conflicto armado de 50 años entre las fuerzas gubernamentales y los grupos insurgentes antigubernamentales y los grupos paramilitares ilegales, ambos considerados financiados por el tráfico de drogas, continúa en Colombia. Los insurgentes continúan atacando a civiles y la actividad guerrillera violenta continúa en ciertas partes del país.

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las regiones que bordean Venezuela y Ecuador históricamente han sido áreas de alto riesgo de seguridad y continúa habiendo actividad guerrillera.

El 26 de septiembre de 2016, el Gobierno colombiano y las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia ("FARC") firmaron un acuerdo de paz (el "Acuerdo de Paz") y, el 30 de noviembre de 2016, el Acuerdo de Paz fue ratificado por el Gobierno de Colombia. En virtud del Acuerdo de Paz, las FARC acordaron desmovilizar sus tropas y milicianos urbanos y entregar sus armas a una misión de las Naciones Unidas en un plazo de 180 días. Las FARC se convirtieron entonces en un partido político legal. En virtud del Acuerdo de Paz, las FARC tenían garantizados al menos cinco escaños en el Senado y otros cinco en la Cámara de Representantes en las elecciones al Congreso de 2018. A pesar de estos esfuerzos, en agosto de 2019 algunos antiguos líderes de este grupo abandonaron el proceso y anunciaron la reanudación de las hostilidades.

El 31 de diciembre de 2022, el presidente Gustavo Petro anunció un cese al fuego bilateral, a partir del 1 de enero de 2023 hasta el 30 de junio de 2023, inicialmente con cinco organizaciones armadas ilegales: ELN, Segunda Marquetalia, Estado Mayor Central, Autodefensas Gaitanistas de Colombia (AGC) y el grupo ilegal Sierra Nevada. Durante 2023, el Gobierno colombiano también ha participado en negociaciones de paz con el Ejército de Liberación Nacional ("ELN") y ha anunciado el inicio de un proceso de paz con las disidencias de las FARC, que no se alinearon con el acuerdo de paz firmado en 2016. Por el momento no se ha llegado a ningún acuerdo con ninguno de los dos grupos.

Con las negociaciones de paz se pretende lograr un mayor fortalecimiento y desarrollo institucional, especialmente en las regiones rurales. Se considera que el mayor reto del gobierno de Colombia es garantizar que las negociaciones conduzcan a una paz duradera y que los miembros desmovilizados de las FARC y el ELN se reincorporen a la vida civil, en lugar de reagruparse en bandas criminales.

Los continuos intentos de reducir o prevenir la actividad guerrillera pueden no tener éxito y la actividad guerrillera puede perturbar las operaciones de Parex Resources Colombia Ltd. ("Parex Colombia") en el futuro, como lo ha hecho en ocasiones previas. Es posible que la Compañía no pueda establecer o mantener la seguridad de sus operaciones y personal en Colombia y esta violencia puede afectar sus operaciones en el futuro. Las preocupaciones de seguridad continuadas o elevadas en Colombia también podrían resultar en una pérdida significativa de Parex y / o en costos que excedan las expectativas actuales.

A continuación se exponen una serie de acontecimientos que han afectado a las operaciones de Parex:
Hubo una serie de protestas en toda Colombia durante mayo de 2021 y de nuevo en la primavera de 2022 que dieron lugar a bloqueos del transporte que restringieron la producción y comercialización del crudo de Parex, lo que provocó una disminución temporal de la producción de Parex en ese momento. Además, los bloqueos del transporte impidieron el suministro de los materiales necesarios para las actividades de inversión, incluidas las perforaciones y los completamientos. Los bloqueos no estaban directamente relacionados con las actividades de Parex ni con las de sus socios industriales. En Colombia, las interrupciones laborales pueden ser locales o nacionales.

Desde 2017 Parex realiza trabajos en el Bloque Capachos ubicado aproximadamente a 75 kms de la frontera con Venezuela, en el departamento de Arauca. En 2018, el trabajo en el Bloque Capachos se suspendió temporalmente durante 20 días, debido a preocupaciones de seguridad para los contratistas y equipos de Parex. Durante 2021 y 2022, Parex inició operaciones adicionales en el bloque Arauca, que se encuentra muy cerca de Capachos. Históricamente, el ELN ha tenido presencia en la zona.

Durante el tercer trimestre de 2022, la producción del Bloque Capachos se vio afectada por bloqueos temporales localizados y durante el cuarto trimestre de 2022, la producción se vio afectada por cierres proactivos en el Bloque Capachos debido a problemas de seguridad.

NOTARÍA 65 DE BOGOTÁ
65
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El 21 de enero de 2023, la Compañía cerró proactivamente su Bloque Capachos de nuevo y detuvo las operaciones de perforación en el Bloque Arauca, debido a las crecientes preocupaciones de seguridad relacionadas con las conversaciones de paz a nivel del Gobierno Federal en Colombia. Las paradas tuvieron un impacto significativo en la perforación y la producción de Parex.

Tras la reanudación de las operaciones en Capachos a mediados de abril y en Arauca a finales de mayo de 2023, a principios de junio de 2023 se volvió a producir un cierre social que afectó a ambos bloques y que paralizó aún más la perforación y la producción. El cierre se resolvió y la Compañía estuvo plenamente operativa en ambos bloques desde finales de junio de 2023 hasta enero de 2024.

En 2023, hubo un total de más de 75 días de paro social en la zona de Capachos y más de 100 días de paro social en la zona de Arauca.

El 22 de enero de 2024, Parex paralizó nuevamente sus operaciones en el Bloque Capachos, así como las operaciones de perforación y pruebas en el Bloque Arauca debido a las protestas sociales en curso en la zona. Las operaciones en Capachos y Arauca se reanudaron el 22 de febrero de 2024.

A la fecha de este MD&A, la Compañía ha reanudado plenamente las operaciones en sus Bloques Capachos y Arauca. Obsérvese que las previsiones de producción promedio de la Compañía para el ejercicio 2024 se mantienen sin cambios debido a las contingencias de producción incorporadas al rango de previsiones.

Riesgos geopolíticos

Los resultados de Parex pueden verse afectados negativamente por acontecimientos políticos, legales o reglamentarios en Canadá y en otros lugares que afecten a las operaciones locales y a los mercados locales e internacionales. Los cambios en el gobierno, la política o los reglamentos gubernamentales, los cambios en la legislación o la interpretación de la legislación establecida, la oposición de terceros a la actividad industrial en general o a los proyectos en particular, y la duración de las revisiones reglamentarias podrían afectar a las operaciones existentes y a los proyectos previstos de Parex. Esto incluye acciones por parte de reguladores u otros actores políticos para retrasar o denegar licencias y permisos necesarios para las actividades de Parex o restringir el funcionamiento de infraestructuras de terceros de las que Parex depende. Además, los cambios en la normativa medioambiental, los procesos de evaluación u otras leyes, y el aumento y la ampliación de las consultas a los grupos de interés (incluidos los grupos de interés indígenas), pueden aumentar el costo del cumplimiento o reducir o retrasar las oportunidades de negocio disponibles y afectar negativamente a los resultados de Parex.

Otros factores gubernamentales y políticos que podrían afectar negativamente a los resultados financieros de Parex son el aumento de los impuestos o de las regalías gubernamentales (incluidas las reclamaciones retroactivas) y los cambios en las políticas y acuerdos comerciales. Además, la adopción de reglamentos que impongan normas de eficiencia y el uso de combustibles alternativos o componentes de combustible no competitivos podrían afectar a las operaciones de Parex. Muchos gobiernos ofrecen ventajas fiscales y otras subvenciones para apoyar las fuentes de energía alternativas u obligan a utilizar combustibles o tecnologías específicos. Los gobiernos y otros organismos también están promoviendo la investigación de nuevas tecnologías para reducir el costo y aumentar la escalabilidad de las fuentes de energía alternativas, y el éxito de estas iniciativas puede disminuir la demanda de los productos de Parex.

Un cambio en los gobiernos federales, provinciales o municipales de Canadá o Colombia puede repercutir en las orientaciones adoptadas por dichos gobiernos en asuntos que pueden afectar a la industria del petróleo y el gas natural, incluido el equilibrio entre el desarrollo económico y la política medioambiental. La industria del petróleo y el gas natural se ha convertido en un tema cada vez más polarizado políticamente en Canadá y Colombia, lo que ha dado lugar a un aumento de la desobediencia civil en torno al desarrollo del petróleo y el gas natural, en particular con respecto a los proyectos de infraestructuras. Las protestas, bloqueos y manifestaciones pueden retrasar e interrumpir las actividades de Parex.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Se han producido ciertos acontecimientos en Colombia y en el extranjero que han provocado tensiones políticas entre Colombia y algunos de sus países vecinos. Colombia es inmediatamente adyacente a Venezuela, que sigue atravesando un periodo de incertidumbre política. Las repercusiones de la situación política de Venezuela en las operaciones de la Compañía en Colombia se desconocen y no pueden preverse razonablemente. Sin embargo, en los últimos meses, desde agosto de 2022, se han restablecido las relaciones diplomáticas con el Gobierno de Venezuela y el nuevo Gobierno de Colombia, y esta situación permite generar mayores acciones de cooperación para resolver situaciones en la frontera. Obsérvese que con la excepción de los bloques Capachos y Arauca, las reservas y la producción de la Compañía no están próximas a la frontera entre Colombia y Venezuela.

Parex conoce y cumple en todo momento las sanciones de EE.UU. administradas por la Oficina de Control de Activos Extranjeros del Departamento del Tesoro de EE.UU. ("OFAC").

Aunque se espera una continuidad en las relaciones políticas, el resultado de estas relaciones sigue siendo incierto, por lo tanto, es posible que vuelvan a producirse impactos en las ciudades y pueblos fronterizos relacionados con la migración y las operaciones fronterizas y, por lo tanto, podrían afectar negativamente a la economía, las cuestiones sociales y la situación general de seguridad de Colombia.

Riesgos de las operaciones en el extranjero

Las operaciones de Parex pueden verse afectadas negativamente por cambios en las políticas y la legislación de gobiernos extranjeros o por la inestabilidad social y otros factores que no están bajo el control de Parex, incluidos, entre otros: nacionalización, expropiación de propiedades sin compensación justa o compensación comercializable, o renegociación o anulación de concesiones y contratos existentes; la imposición de obligaciones específicas de perforación y el desarrollo y abandono de yacimientos; cambios en las políticas energéticas y medioambientales o en el personal que las administra; cambios en las políticas de precios del petróleo y del gas natural; las acciones de los sindicatos nacionales; las fluctuaciones y devaluaciones monetarias; los controles de cambio; las sanciones económicas; y los aumentos de regalías e impuestos y otros riesgos derivados de la soberanía gubernamental extranjera sobre las zonas en las que se llevarán a cabo las operaciones de Parex, así como los riesgos de pérdidas debidas a conflictos civiles, actos de guerra, terrorismo, actividades de guerrilla e insurrecciones. Las operaciones de Parex también pueden verse afectadas negativamente por las leyes y políticas de Colombia que afectan al comercio exterior, la fiscalidad del sector del petróleo y el gas y la inversión. Si las operaciones de Parex se interrumpen y/o la integridad económica de sus proyectos se ve amenazada por razones inesperadas, su negocio puede verse perjudicado. Los problemas prolongados pueden amenazar la viabilidad comercial de sus operaciones.

Además, no puede garantizarse que los contratos, licencias, solicitudes de licencia u otros acuerdos legales no se vean afectados negativamente por los cambios de gobierno en jurisdicciones extranjeras, las acciones de las autoridades gubernamentales u otros, o la eficacia y aplicación de dichos acuerdos.

En caso de una disputa que surja en conexión con las operaciones de Parex en Colombia, Parex puede queda sujeto a la jurisdicción exclusiva de los tribunales extranjeros o puede no triunfar en el intento de someter entidades extranjeras a las jurisdicciones de los tribunales de Canadá o hacer valer veredictos canadienses en dichas otras jurisdicciones. A Parex también se le puede prohibir ejercer sus derechos con respecto a una dependencia del gobierno por la doctrina de inmunidad soberana. En consecuencia, las actividades de exploración, desarrollo y producción de Parex en Colombia podrían verse sustancialmente afectadas por factores que escapan al control de Parex, cualquiera de los cuales podría tener un efecto material adverso sobre Parex.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones extranjeras suelen exigir el cumplimiento de numerosos y extensos procedimientos y formalidades. Estos procedimientos y trámites pueden provocar retrasos inesperados o prolongados en el inicio de actividades empresariales importantes. En algunos casos, el incumplimiento de dichas formalidades o la no obtención de las pruebas pertinentes pueden cuestionar la validez de la entidad o de las acciones emprendidas. La dirección es

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

incapaz de predecir el efecto de las formalidades corporativas y reglamentarias adicionales que puedan adoptarse en el futuro, incluyendo si cualquiera de dichas leyes o reglamentos aumentaría materialmente el costo de hacer negocios de Parex o afectaría a sus operaciones en cualquier área.

Los activos y operaciones de Parex están situados en Colombia y las ventas de la Compañía proceden actualmente de su producción colombiana de petróleo crudo y gas natural. Por consiguiente, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas y normativas que prevalezcan en Colombia y de las tasas de cambio entre el COP y el USD.

Si la percepción de una mayor seguridad general en Colombia se deteriora o si el clima de inversión empeora, la economía colombiana puede enfrentarse a tasas de crecimiento inferiores a las registradas recientemente, lo que podría afectar negativamente a la situación financiera y a los resultados de las operaciones de la Compañía.

Parex puede adquirir en el futuro propiedades y operaciones de petróleo y gas natural fuera de Colombia, cuya expansión puede plantear retos y riesgos a los que Parex no se ha enfrentado en el pasado, cualquiera de los cuales podría afectar negativamente a los resultados de las operaciones y/o a la situación financiera de Parex.

Regalías
El gobierno colombiano puede adoptar nuevos regímenes de regalías o modificar los existentes, lo que puede afectar a la economía de los proyectos de la Compañía. Un aumento de las regalías reduce los beneficios de la Compañía y podría hacer menos rentables futuras inversiones de capital o las operaciones de la misma.

Impuesto a la renta
La Compañía y sus subsidiarias presentan todas las declaraciones de la renta exigidas y la Compañía considera que cumple plenamente la legislación fiscal aplicable de Canadá, Colombia y Suiza; no obstante, dichas declaraciones están sujetas a reevaluación por parte de la autoridad fiscal aplicable. En caso de que prospere una reevaluación de las declaraciones fiscales de la Compañía, ya sea por la recalificación de los gastos de exploración y desarrollo, por cuestionar la deducibilidad de los gastos o por cualquier otro motivo, dicha reevaluación puede repercutir en los impuestos a pagar actuales y futuros.

En agosto de 2022, el Ministerio de Hacienda presentó al Congreso un proyecto de reforma fiscal que proponía cambios en el régimen tributario colombiano. El proyecto de reforma tributaria fue sancionado por el presidente Petro como Ley 2277 de 2022 el 13 de diciembre de 2022, y entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2023. Se espera que la ley aumente la recaudación de impuestos hasta aproximadamente 20 billones de COP a finales de 2023 (aproximadamente el 3% del PIB del país).

La reforma fiscal incluye, entre otras cosas
(a) un recargo del impuesto sobre la renta para las empresas dedicadas a la extracción de crudo y carbón del 0%, 5%, 10% o 15% y, en función de los precios internacionales. Para el ejercicio fiscal 2023, la sobretasa del 5%, 10% o 15% aplicada cuando el precio del Brent alcance USD $68,58/bbl, USD $76,03/ bbl y USD $81,27/bbl, respectivamente, según la Resolución ANH No. 0181 (los ingresos por venta de gas natural no están sujetos a esta sobretasa); y
(b) no deducibilidad de las regalías

El gobierno colombiano puede adoptar nuevos regímenes fiscales o modificar los existentes, lo que puede afectar a la economía de los proyectos de la Compañía. En agosto de 2022, se presentó al Congreso un proyecto de reforma fiscal que proponía cambios significativos en el régimen fiscal del petróleo y el gas en Colombia. Como parte de la reforma fiscal de 2022, el Gobierno colombiano prohibió la deducción de los pagos de cánones de la cuota del impuesto de sociedades para las empresas petroleras y de gas natural. Esta decisión fue anulada recientemente por la Corte Constitucional de Colombia, aunque sigue siendo apelada. El resultado de este recurso puede tener un impacto significativo en los beneficios de la Compañía y podría hacer que las futuras inversiones de capital o las operaciones de la Compañía fueran menos económicas.

NOTARÍA 68 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las leyes del impuesto sobre la renta relativas a la industria del petróleo y el gas, como el tratamiento de la tributación de los recursos o los dividendos, pueden modificarse o interpretarse en el futuro de forma que afecten negativamente a la Compañía. Además, las autoridades fiscales con jurisdicción sobre la Compañía pueden discrepar con la forma en que la Compañía calcula sus ingresos a efectos fiscales o podrían cambiar las prácticas administrativas en detrimento de la Compañía.

Subsidiarias extranjeras

Parex realiza todas sus operaciones en Colombia a través de subsidiarias y sucursales extranjeras. Por lo tanto, en la medida de estas participaciones, Parex dependerá del flujo de fondos de las operaciones de estas subsidiarias para cumplir con sus obligaciones, excluyendo cualquier capital o deuda adicional que Parex pueda emitir de vez en cuando. La capacidad de sus subsidiarias para efectuar pagos y transferir efectivo a Parex puede verse limitada, entre otras cosas, por: el nivel de tributación, en particular los beneficios empresariales y las retenciones en la fuente en la jurisdicción en la que opera; y la introducción de controles de divisas y/o moneda extranjera o restricciones a la repatriación, o la disponibilidad de divisas fuertes para repatriar.

Sistema jurídico

Colombia es una jurisdicción de derecho civil. Además, todas las filiales importantes de la Compañía (excluidas las sucursales colombianas) están domiciliadas en países cuyo sistema jurídico se basa en el código civil. Las sucursales colombianas están domiciliadas en Colombia, que también tiene un sistema jurídico basado en el código civil. No puede garantizarse que las empresas conjuntas, las licencias, las solicitudes de licencias o permisos u otros acuerdos legales no se vean afectados negativamente por los cambios de gobierno, las acciones de las autoridades gubernamentales u otros, o la eficacia y el cumplimiento de dichos acuerdos.

Aprobaciones regulatorias

Los distintos niveles de gobierno imponen amplios controles y normativas a las operaciones de petróleo y gas natural (exploración, desarrollo, producción, fijación de precios, comercialización y transporte). En Colombia, el ente regulador de la industria del petróleo y el gas es la ANH, y para los permisos medioambientales existe otro ente, la Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental. Los gobiernos pueden regular o intervenir con respecto a las actividades de exploración y producción, los precios, los impuestos, las regalías y la exportación de petróleo y gas natural. Estos controles y reglamentos pueden modificarse de vez en cuando en respuesta a las condiciones económicas o políticas. La aplicación de nuevas normativas o la modificación de las existentes que afecten a la industria del petróleo y el gas natural podrían reducir la demanda de crudo y gas natural y aumentar los costos de la Compañía, lo que podría tener un efecto adverso importante en la actividad, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía. Para llevar a cabo operaciones de petróleo y gas natural, la Compañía necesitará licencias de diversas autoridades gubernamentales. No hay garantías de que la Compañía pueda obtener todas las licencias y permisos necesarios para llevar a cabo las operaciones que desee emprender.

Parex tiene una participación del 50% en el bloque LLA-38 de la cuenca de Llanos Norte, sujeta a su compromiso de gastar $57 millones. Las actividades en este bloque se han suspendido debido a problemas de seguridad en la zona que afectan al desarrollo. Parex también tiene una participación del 100% en el bloque VSM-25 de la cuenca de Magdalena, sujeta a su compromiso de gastar $19 millones. Las actividades en este bloque se han suspendido debido a una ley del gobierno local que prohibía las operaciones de petróleo y gas. Está pendiente una resolución judicial para determinar su impacto. Debido a estas razones, ambos bloques se encuentran en suspensión por fuerza mayor. No hay certeza de que se permita a Parex realizar actividades en el bloque LLA-38 y VSM-25.

Derechos indígenas

Parex realiza y tiene previsto seguir realizando actividades en zonas clasificadas por el Gobierno como reservas indígenas y tierras afrocolombianas. Para llevar a cabo estas actividades, Parex debe cumplir primero con los procesos de consulta previa, establecidos por la legislación colombiana. Estos procesos de consulta previa son necesarios para obtener licencias ambientales para iniciar proyectos, obras o actividades en zonas habitadas por comunidades étnicas. Además, las consultas pueden considerarse un instrumento potencial para implicar a las comunidades en la decisión de desarrollar proyectos de industrias extractivas e infraestructuras en sus territorios. Por lo general, estos procesos de consulta duran entre seis meses y un año, dependiendo de las expectativas de

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

NOTARIA 69 DE BOGOTA
69
REPUBLICA DE COLOMBIA

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

la comunidad, pero pueden retrasarse considerablemente si no se llega a un acuerdo con las comunidades. Parex se esfuerza por ser respetuoso con la constitución y las leyes, así como con la autonomía de las comunidades indígenas y afrodescendientes, por lo que no entra en sus territorios hasta haber llegado a un acuerdo con ellas. Parex también se esfuerza por estructurar planes de gestión para prevenir, mitigar, reparar o compensar el impacto de los proyectos, según lo identificado por las comunidades locales.

En los últimos años, las comunidades indígenas también han estado reclamando sus territorios ancestrales y solicitando el reconocimiento de su derecho a ser consultadas sobre proyectos ya en marcha. Esta oposición se debe, entre otros factores, a la opinión de las comunidades sobre la explotación de los recursos naturales, el medio ambiente y los efectos sobre sus culturas, territorios y creencias espirituales. Según esto, Parex puede verse expuesta a restricciones operativas como resultado de la oposición de estas comunidades.

No puede asegurarse que Parex sea capaz de llegar a un acuerdo con las distintas comunidades que se oponen a las operaciones previstas o continuadas, ni que dichas comunidades vayan a participar en los procesos de consulta si los hubiera.

Título al activo

La asignación de participación efectiva en la explotación en virtud de los contratos de exploración y producción en las jurisdicciones en las que opera la Compañía es un proceso detallado y dispendioso. Las propiedades de la Compañía pueden estar sujetas a reclamaciones de titularidad imprevistas. La titularidad de los activos en Colombia se realiza a través de una participación efectiva en la explotación indivisa en los contratos o convenios de exploración y explotación firmados con la ANH. Aunque la Compañía investigará diligentemente la titularidad de todas las propiedades y seguirá las prácticas habituales del sector para obtener opiniones satisfactorias sobre la titularidad y, según su leal saber y entender, la titularidad de todas las propiedades de la Compañía está vigente, esto no debe interpretarse como una garantía de titularidad. La titularidad de las propiedades puede verse afectada por defectos no revelados ni detectados. La Compañía no garantiza la titularidad de las propiedades petrolíferas.

Riesgos asociados a las operaciones concentradas geográficamente

La mayor parte de la producción de la Compañía procede de un bloque de la cuenca de los Llanos, en Colombia. Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, los campos Tigana, Jacana, Tigui y Tua ubicados en el Bloque LLA-34 generaron colectivamente cerca del 54% de la producción de la Compañía y al 31 de diciembre de 2023, el bloque LLA-34 representaba el 56% de sus reservas probadas de petróleo y gas. Como resultado de esta concentración, la Compañía puede estar desproporcionadamente expuesta al impacto de, entre otras cosas, factores regionales de oferta y demanda, incluyendo limitaciones en su capacidad para vender o comercializar de la forma más rentable su petróleo y gas a un grupo más pequeño de compradores potenciales, retrasos o interrupciones de la producción de pozos en estas áreas causados por la regulación gubernamental, protestas de la comunidad, actividades guerrilleras, limitaciones de la capacidad de procesamiento o transporte, autorización continua del gobierno para explorar y perforar en estas áreas, eventos climáticos severos y la disponibilidad de plataformas de perforación y equipos relacionados, instalaciones, personal o servicios. Debido a la naturaleza concentrada de la cartera de propiedades de la Compañía, varias de las propiedades de la Compañía podrían experimentar cualquiera de las mismas condiciones al mismo tiempo, resultando en un impacto relativamente mayor en sus resultados de operaciones que el que podría tener en otras empresas que tienen una cartera de propiedades más diversificada.

La Compañía depende de la infraestructura local y de la disponibilidad de transporte para el almacenamiento y envío de sus productos. Esta infraestructura, incluidas las instalaciones de almacenamiento y transporte, está menos desarrollada que la de Norteamérica y puede resultar insuficiente para las necesidades de la Compañía en condiciones comercialmente aceptables en las localidades en las que opera. Además, la Compañía opera en zonas remotas y puede depender de helicópteros, barcos u otros métodos de transporte. Algunos de estos métodos de transporte pueden dar lugar a mayores niveles de riesgo y provocar retrasos operativos que podrían afectar a la capacidad de la Compañía para aumentar su base de reservas o producir petróleo y podrían tener un impacto

NOTARÍA 65 DE BOGOTÁ D.C. 65 REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

significativo en la reputación o el flujo de caja de la Compañía. Además, algunos de estos equipos son especializados y pueden ser difíciles de obtener en las zonas de operaciones de la Compañía, lo que podría obstaculizar o retrasar las operaciones y podría aumentar el costo de las mismas.

Riesgo no operativo de activos significativos

La Compañía no explota el bloque LLA-34, en el que tiene una participación del 55%, y al que se atribuye la mayor parte de la producción y las reservas de petróleo de la Compañía. Como resultado, la Compañía puede no tener la capacidad de gestionar el desarrollo de las reservas de petróleo y gas natural de los bloques al ritmo que ella elija. Además, la gestión de los costos de desarrollo es en gran medida responsabilidad del operador del bloque. Históricamente, el operador del bloque LLA-34 y la Compañía han acordado los esfuerzos de exploración y desarrollo del bloque. El Acuerdo de Explotación Conjunta del bloque otorga a la Compañía ciertas protecciones, como el derecho a auditar al operador, el derecho de aprobación de todos los planes de capital del bloque y la aprobación de un presupuesto anual de capital y explotación.

Diversificación

La actividad de la Compañía se centra en la industria petrolera en Colombia. Otras empresas tienen la capacidad de gestionar su riesgo mediante la diversificación; sin embargo, la Compañía carece de diversificación, en cuanto al ámbito geográfico de su actividad. En consecuencia, es probable que los factores que afecten a la industria o a las regiones en las que opera repercutan en la Compañía de forma más grave frente a un negocio de la Compañía que se encuentre más diversificado.

Expansión hacia nuevas actividades

En la actualidad, las operaciones y la experiencia de la gerencia de la Compañía se centran principalmente en la producción, exploración y desarrollo de petróleo y gas en Colombia. En el futuro, la Compañía puede adquirir o trasladarse a nuevas actividades relacionadas con la industria o a nuevas áreas geográficas y puede adquirir diferentes activos relacionados con la energía y, como resultado, puede enfrentarse a riesgos inesperados o, alternativamente, aumentar significativamente la exposición de la Compañía a uno o más factores de riesgo existentes, lo que a su vez puede dar lugar a que las futuras condiciones operativas y financieras de la Compañía se vean afectadas negativamente.

Relaciones de Estados Unidos con Colombia

Colombia es uno de los países cuyos progresos en la contención de la producción y el tránsito de drogas ilegales están sujetos a la certificación anual del Presidente de los Estados Unidos de América. Aunque Colombia ha recibido una certificación actual, no se puede asegurar que, en el futuro, Colombia reciba una certificación o una exención por interés nacional. La no obtención de la certificación o de una exención por interés nacional puede dar lugar a cualquiera de las siguientes situaciones:

- se suspendería toda la ayuda bilateral, excepto la destinada a la lucha contra los estupefacientes y la ayuda humanitaria;
- el Export-Import Bank de Estados Unidos y la Overseas Private Investment Company no aprobarían la financiación de nuevos proyectos en Colombia;
- Los representantes de Estados Unidos en las instituciones multilaterales de crédito tendrían que votar en contra de todas las solicitudes de préstamo de Colombia, aunque tales votos no constituirían vetos, y
- el Presidente de Estados Unidos y el Congreso conservarían el derecho de aplicar futuras sanciones comerciales.

Cada una de estas consecuencias podría tener consecuencias económicas adversas en Colombia y podría aumentar aún más los riesgos políticos y económicos asociados con las operaciones allí. Cualquier cambio en los titulares de cargos gubernamentales significativos podría tener consecuencias adversas en la relación de Parex Colombia con la ANH y en la capacidad del gobierno colombiano para controlar las actividades de la guerrilla, y podría agravar los factores relacionados con las operaciones en el extranjero de las subsidiarias de Parex

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Cualquier sanción impuesta a Colombia por el gobierno de los Estados Unidos podría amenazar la capacidad de las subsidiarias de Parex para obtener cualquier financiación necesaria para desarrollar las propiedades colombianas. No se puede asegurar que Estados Unidos no vaya a imponer sanciones a Colombia en el futuro, ni se puede predecir el efecto que estas sanciones podrían causar en Colombia.

Relaciones de Canadá con Colombia

El Tratado de Libre Comercio entre Canadá y Colombia entró en vigencia el 15 de agosto de 2011. A través del acuerdo, los productores y exportadores canadienses se benefician de la reducción o eliminación de aranceles en casi todas las exportaciones de Canadá a Colombia. El acuerdo también proporciona un entorno comercial más previsible, transparente y basado en normas para los inversionistas y las empresas canadienses. El Convenio Fiscal Canadá-Colombia entró en vigencia el 12 de junio de 2012 para evitar la doble imposición.

Riesgo de reputación asociado a las operaciones de la Compañía

El negocio, las operaciones o la situación financiera de la Compañía pueden verse afectados negativamente como resultado de cualquier opinión pública negativa hacia la Compañía o como resultado de cualquier sentimiento negativo hacia, o con respecto a la reputación de la Compañía con los grupos de interés, grupos de interés especiales, líderes políticos, medios de comunicación u otras entidades. La opinión pública puede verse influida por la imagen negativa que determinados medios de comunicación y grupos de interés hacen de la industria en la que opera la Compañía, así como por su oposición a determinados proyectos de petróleo y gas natural. Los posibles efectos de una opinión pública negativa o de problemas de reputación pueden incluir retrasos o interrupciones de las operaciones, acciones o impugnaciones legales o reglamentarias, bloqueos, aumento de la supervisión reglamentaria, reducción del apoyo, retrasos, impugnaciones o revocación de aprobaciones, permisos y/o licencias reglamentarias y aumento de los costos y/o sobrecostos. La reputación de la Compañía y la opinión pública también podrían verse afectadas por las acciones y actividades de otras empresas que operan en la industria del petróleo y el gas natural, en particular otros productores, sobre los que la Compañía no tiene control. En concreto, la reputación de la Compañía podría verse afectada por la publicidad negativa relacionada con daños medioambientales, pérdida de vidas, lesiones o daños materiales causados por las operaciones de la Compañía, o debido a la oposición de grupos de interés especiales contrarios al desarrollo del petróleo y el gas natural. Además, si la Compañía adquiere la reputación de tener un lugar de trabajo inseguro, puede afectar a la capacidad de la Compañía para atraer y retener a los empleados y consultores calificados necesarios para operar su negocio.

El riesgo de reputación no puede gestionarse aisladamente de otras formas de riesgo. Los riesgos de crédito, de mercado, operativos, de seguros, reglamentarios y jurídicos, entre otros, deben gestionarse eficazmente para salvaguardar la reputación de la Compañía. El daño a la reputación de la Compañía podría dar lugar a un sentimiento negativo de los inversionistas hacia la Compañía, lo que podría limitar el acceso de la Compañía al capital, aumentar el costo del capital y disminuir el precio y la liquidez de los valores de la Compañía.

Trabajo forzoso o infantil en las cadenas de suministro

En mayo de 2023, se aprobó una Ley para promulgar la Ley de Lucha contra el Trabajo Forzoso y el Trabajo Infantil en las Cadenas de Suministro y para modificar el Arancel de Aduanas, que entró en vigencia el 1 de enero de 2024 en Canadá. De conformidad con la nueva legislación, toda Compañía sujeta a los requisitos de información, incluida Parex, está obligada a llevar a cabo determinadas diligencias debidas en sus cadenas de suministro y a presentar un informe anual en consecuencia. Aunque actualmente la Compañía no tiene conocimiento de la existencia de trabajo forzoso o infantil en ninguna de sus cadenas de suministro, el mayor escrutinio de las cadenas de suministro de las empresas canadienses podría descubrir el riesgo o la existencia de trabajo forzoso o infantil en una cadena de suministro con la que la Compañía tenga relación, lo que podría afectar negativamente a la reputación de la Compañía. Además, debido a que los requisitos de información son nuevos y, por tanto, no existe una norma industrial, la Compañía corre el riesgo de elaborar inadvertidamente un informe insuficiente.

Corrupción

Las operaciones de la Compañía se rigen por las leyes de muchas jurisdicciones, que generalmente prohíben el soborno y otras formas de corrupción. La Compañía cuenta con políticas para prevenir cualquier forma de corrupción o soborno, que incluyen la aplicación de políticas contra la entrega o aceptación de dinero o regalos en

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

determinadas circunstancias y una certificación anual de cada empleado confirmando que ha recibido y comprendido las políticas anticorrupción de la Compañía. Es posible que la Compañía, algunas de sus subsidiarias, o algunos de los empleados o contratistas de la Compañía o de sus subsidiarias, sean acusados de soborno o corrupción como resultado de acciones no autorizadas de empleados o contratistas. Si la Compañía es declarada culpable de una infracción de este tipo, que podría incluir la no adopción de medidas eficaces para prevenir o abordar la corrupción por parte de sus empleados o contratistas, la Compañía podría ser objeto de sanciones onerosas y daños a su reputación. Una mera investigación en sí misma podría provocar importantes trastornos en la Compañía, elevados costos legales y acuerdos forzosos (como la imposición de un supervisor interno). Además, las acusaciones de soborno o las condenas por soborno o corrupción podrían mermar la capacidad de la Compañía para trabajar con gobiernos u organizaciones no gubernamentales. Dichas condenas o acusaciones podrían dar lugar a la exclusión formal de la Compañía de un país o zona, demandas nacionales o internacionales, sanciones o multas gubernamentales, suspensión o retrasos de proyectos, reducción de la capitalización bursátil y aumento de la inquietud de los inversionistas. Además, de vez en cuando la Compañía puede adquirir una Compañía que posteriormente sea objeto de una acusación de soborno o corrupción, por lo que la Compañía podría asumir sanciones onerosas y/o sufrir daños en su reputación como resultado de actividades en las que la Compañía no tuvo parte.

Responsabilidades en virtud de la legislación contra el soborno

La Compañía está sujeta a leyes contra el soborno en Canadá y Colombia y puede estar sujeta a leyes similares en otras jurisdicciones en las que pueda operar en el futuro. La Compañía puede enfrentarse, directa o indirectamente, a exigencias corruptas por parte de funcionarios federales o locales, organizaciones tribales o insurgentes, organizaciones internacionales, contratistas que buscan trabajo con Parex u otras entidades privadas. En consecuencia, la Compañía se enfrenta al riesgo de pagos u ofertas de pagos no autorizados por parte de empleados, contratistas, agentes y socios de sus subsidiarias o empresas asociadas, dado que estas partes no siempre están sujetas al control o la dirección de la Compañía. La política de la Compañía es prohibir estas prácticas. Sin embargo, las salvaguardias existentes de la Compañía y cualquier mejora futura de esas medidas pueden resultar menos eficaces o no cumplirse, y los empleados, contratistas, agentes y socios de la Compañía pueden incurrir en conductas ilegales de las que podría ser considerada responsable. La infracción de cualquiera de estas leyes, aunque esté prohibida por las políticas de la Compañía, puede acarrear sanciones penales o civiles u otras penalizaciones (incluido el reintegro de beneficios), así como daños a la reputación, y podría tener un efecto material adverso en los negocios y la situación financiera de la Compañía.

La pandemia y su efecto en la economía mundial

En caso de pandemia mundial, los países de todo el mundo pueden cerrar las fronteras internacionales y ordenar el cierre de instituciones y empresas consideradas no esenciales. Esto podría ocasionar una reducción significativa en la actividad económica en Canadá, Colombia y a escala internacional, junto con una repentina caída de la demanda de crudo y de gas natural. Cualquier reducción de la actividad económica en determinados países como consecuencia de brotes epidémicos, cierres impuestos por los gobiernos y otras restricciones podría tener un efecto negativo en la demanda de petróleo y gas natural y agravar los demás factores de riesgo aquí señalados.

La guerra entre Israel y Palestina

El 7 de octubre de 2023, terroristas de Hamás se infiltraron en la frontera sur de Israel desde la Franja de Gaza y llevaron a cabo una serie de atentados contra objetivos civiles y militares. Hamás también lanzó numerosos ataques con cohetes contra la población israelí y centros industriales situados a lo largo de la frontera de Israel con la Franja de Gaza y en otras zonas del Estado de Israel. Tras el atentado, el gabinete de seguridad de Israel declaró la guerra a Hamás y la campaña militar contra estas organizaciones terroristas ha lanzado una serie de ataques de respuesta en Palestina.

El resultado del conflicto puede tener considerables consecuencias para la economía mundial. Los precios mundiales del petróleo han aumentado desde el comienzo de la guerra entre Israel y Palestina. Aunque ni Israel ni la Franja de Gaza son productores importantes de petróleo, existe el riesgo de que el conflicto provoque una mayor inestabilidad regional en Oriente Próximo, donde se encuentran algunos de los mayores productores de petróleo.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

del mundo. Hasta la fecha, estos acontecimientos no han afectado a la capacidad de la Compañía para desarrollar su actividad, y no se han producido retrasos significativos ni problemas directos de seguridad que afecten a las operaciones, oficinas o personal de la Compañía. Las repercusiones a largo plazo del conflicto siguen siendo inciertas y la Compañía continúa vigilando la evolución de la situación.

La guerra en Ucrania

En febrero de 2022, las fuerzas militares rusas invadieron Ucrania. El personal militar ucraniano y los civiles continúan resistiéndose a la invasión. Muchos países de todo el mundo han proporcionado ayuda a Ucrania en forma de ayuda financiera y, en algunos casos, de equipo militar y armas para contribuir a su resistencia a la invasión rusa. La Organización del Tratado del Atlántico Norte ("OTAN") también ha movilizado fuerzas a los países miembros de la OTAN próximos al conflicto como medida disuasoria ante nuevas agresiones rusas en la región. Además, algunos países, entre ellos Canadá, han impuesto estrictas sanciones financieras y comerciales contra Rusia. El desenlace del conflicto continuo sigue siendo incierto y puede tener amplias consecuencias para la paz y la estabilidad de la región y la economía mundial.

Precios de los artículos de consumo, mercados y comercialización

Numerosos factores que escapan al control de la Compañía afectan y seguirán afectando a la comerciabilidad y el precio del petróleo y el gas natural adquiridos, producidos o descubiertos por la Compañía. Por consiguiente, los precios de los artículos de consumo constituyen el riesgo financiero más importante de la Compañía. La capacidad de la Compañía para comercializar su petróleo y gas natural puede depender de su capacidad para adquirir capacidad en oleoductos para entregar ese petróleo y gas natural a los mercados comerciales. Incertidumbres sobre la capacidad de entrega relacionadas con la distancia a la que se encuentran las reservas de la Compañía de los oleoductos, las instalaciones de procesamiento y almacenamiento, los problemas operativos que afectan a los oleoductos y las instalaciones y la normativa gubernamental relativa a precios, impuestos, regalías, tenencia de la tierra, producción permitida, exportación de petróleo y gas natural. Muchos otros aspectos del negocio del petróleo y el gas natural también pueden afectar a la Compañía. En la actualidad, las ventas de crudo se realizan generalmente a precios de referencia Brent y están sujetas a diferenciales de precio por la calidad del crudo.

Los precios del petróleo y del gas natural están sujetos a grandes fluctuaciones en respuesta a cambios relativamente menores en la oferta y la demanda de petróleo y gas natural, a la incertidumbre del mercado y a una serie de factores adicionales que escapan al control de la Compañía. Estos factores incluyen las condiciones económicas y políticas de Estados Unidos, Canadá, Europa, China y los mercados emergentes, las acciones de la OPEC y otras naciones exportadoras de petróleo y gas, la regulación gubernamental, la estabilidad política en Oriente Medio, Ucrania, el norte de África y otros lugares, la oferta y la demanda exterior de petróleo y gas natural, los riesgos de interrupción del suministro, el precio de las importaciones extranjeras y la disponibilidad de fuentes alternativas de combustible. Los precios del petróleo y el gas natural también están sujetos a la disponibilidad de mercados extranjeros y a la capacidad de la Compañía para acceder a ellos. Un descenso importante de los precios podría dar lugar a una reducción de los ingresos netos de producción de la Compañía. La rentabilidad de la producción de algunos pozos puede cambiar debido a la caída de los precios, lo que podría dar lugar a una menor producción de petróleo o gas natural y a una reducción de los volúmenes y del valor de las reservas de la Compañía. La Compañía también podría optar por no producir en determinados pozos a precios más bajos.

Todos estos factores podrían dar lugar a una disminución importante de los ingresos netos de producción previstos por la Compañía y a una reducción de sus actividades de producción, desarrollo y exploración de petróleo y gas natural. Cualquier descenso sustancial y prolongado del precio del petróleo y del gas natural tendría un efecto adverso sobre el valor contable de las reservas, la capacidad de endeudamiento, los ingresos, la rentabilidad y el flujo de fondos de las operaciones de la Compañía, y podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía.

Los precios del petróleo y del gas natural pueden ser volátiles por diversas razones, entre ellas las incertidumbres del mercado sobre la oferta y la demanda de estos artículos de consumo debido a la situación actual de las economías mundiales, la pandemia, las acciones de los productores de la OPEP y de fuera de la OPEP con respecto al suministro, las incertidumbres políticas, las sanciones impuestas a determinadas naciones productoras

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

de petróleo por otros países y los conflictos en curso en Oriente Medio y en otros lugares. La volatilidad de los precios del petróleo y del gas natural dificulta la estimación del valor de las propiedades productoras para las adquisiciones y a menudo provoca perturbaciones en el mercado de propiedades productoras de petróleo y gas natural, ya que compradores y vendedores tienen dificultades para ponerse de acuerdo sobre dicho valor. La volatilidad de los precios también dificulta presupuestar y proyectar el rendimiento de las adquisiciones y los proyectos de desarrollo y explotación. La Compañía vigila las condiciones del mercado y puede utilizar de manera selectiva instrumentos derivados para reducir su exposición a las oscilaciones del precio del crudo. No obstante, la Compañía considera que no es adecuado ni posible eliminar el 100% de su exposición a la volatilidad de los precios de los artículos de consumo.

Estimados de Reservas

Existen numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las reservas y de los futuros flujos de caja atribuidos a dichas reservas. Las reservas y la información sobre los flujos de tesorería asociados que figuran en este documento son sólo estimados. Por lo general, los estimados de las reservas de petróleo y gas natural económicamente recuperables (incluido el desglose de las reservas por tipo de producto) y los futuros flujos de caja netos derivados de las mismas se basan en una serie de factores e hipótesis variables, como la producción histórica de las propiedades, los índices de producción, la recuperación final de las reservas, el calendario y el valor de los gastos de capital, la comerciabilidad del petróleo y el gas natural, las regalías y los efectos previstos de la regulación por parte de los organismos gubernamentales y los futuros costos de operativos, todo lo cual puede variar sustancialmente con respecto a los resultados reales.

Por estas razones, los estimados de las reservas de petróleo y gas natural económicamente recuperables atribuibles a un determinado grupo de propiedades, la clasificación de dichas reservas en función del riesgo de recuperación y los estimados de los futuros ingresos netos asociados a las reservas elaboradas por distintos ingenieros, o por los mismos ingenieros en distintos momentos, pueden variar. La producción, los ingresos, los impuestos y los gastos de desarrollo y explotación reales de la Compañía con respecto a sus reservas variarán de los estimados de las mismas y tales variaciones podrían ser importantes.

El estimado de las reservas probadas que pueden desarrollarse y producirse en el futuro suele basarse en cálculos volumétricos y en la analogía con tipos de reservas similares, más que en el historial real de producción. Los factores de recuperación y las áreas de drenaje suelen estimarse por experiencia y analogía con pools de producción similares. Los estimados basados en estos métodos suelen ser menos fiables que los basados en el historial de producción real. La evaluación posterior de las mismas reservas basada en el historial de producción y las prácticas de producción dará lugar a variaciones en las reservas estimadas. Estas variaciones podrían ser importantes.

De conformidad con la legislación aplicable en materia de valores, el evaluador independiente de reservas de la Compañía ha utilizado los precios y costos previstos para estimar las reservas y los futuros flujos de caja netos que se resumen en el presente documento. Los futuros flujos de caja netos reales se verán afectados por otros factores, como los niveles reales de producción, la oferta y la demanda de petróleo y gas natural, los recortes o aumentos del consumo por parte de los compradores de petróleo y gas natural, los cambios en la normativa o la tributación gubernamentales y el impacto de la inflación en los costos.

La producción real y los flujos de caja derivados de las reservas de petróleo y gas natural de la Compañía variarán con respecto a los estimados contenidos en la evaluación de reservas, y tales variaciones podrían ser importantes. La evaluación de las reservas se basa en parte en el supuesto éxito de las actividades que la Compañía tiene previsto emprender en los próximos años. Las reservas y los flujos de caja estimados que se derivarán de ellas y que figuran en la evaluación de reservas se reducirán en la medida en que dichas actividades no alcancen el nivel de éxito supuesto en la evaluación de reservas. La evaluación de las reservas es efectiva a partir de una fecha concreta y, salvo que se indique expresamente, no ha sido actualizada, por lo que no refleja los cambios en las reservas de la Compañía desde esa fecha.

Condiciones en la industria del petróleo y el gas natural

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La industria petrolera es competitiva en todas sus fases. La Compañía compite con otras muchas entidades en la exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y gas natural. Entre los competidores de la Compañía figuran compañías petroleras y de gas natural que disponen de recursos financieros, personal e instalaciones sustancialmente mayores que los de la Compañía. Algunas de estas empresas no sólo exploran, desarrollan y producen petróleo y gas natural, sino que también llevan a cabo operaciones de refinado y comercializan petróleo y gas natural a escala internacional. Como resultado de estas actividades complementarias, algunos de estos competidores pueden disponer de recursos competitivos mayores y más diversos que los de la Compañía. La capacidad de la Compañía para aumentar sus reservas en el futuro dependerá no sólo de su capacidad para explorar y desarrollar sus propiedades actuales, sino también de su capacidad para seleccionar y adquirir otras propiedades productoras o prospectos adecuados para la perforación exploratoria. Los factores competitivos en la distribución y comercialización de petróleo y gas natural incluyen el precio, el proceso y la fiabilidad de la entrega y el almacenamiento.

El impacto de la volatilidad de los precios de los artículos de consumo en la industria del petróleo y el gas natural es significativo. Durante los períodos de precios altos, los productores pueden generar suficiente flujo de fondos provistos por las operaciones para llevar a cabo programas de exploración activos sin capital externo. El aumento de los precios de los artículos de consumo suele traducirse en períodos de gran actividad para los proveedores de servicios, lo que dispara los costos de sus servicios. El costo de adquisición de terrenos o propiedades y los compromisos de trabajo asociados a nuevos bloques de exploración pueden igualmente aumentar de precio durante estos períodos. Durante los períodos de precios bajos de los artículos de consumo, los costos de adquisición disminuyen, al igual que los fondos generados internamente para gastar en actividades de exploración y desarrollo. Al disminuir la demanda, también pueden bajar los precios que cobran los distintos proveedores de servicios.

La exploración de petróleo y gas natural implica un alto grado de riesgo y no hay garantía de que los gastos realizados en futuras actividades de exploración o desarrollo por Parex den lugar a descubrimientos de petróleo o gas natural comercial o económicamente viables. Es difícil proyectar los costos de ejecución de cualquier programa de perforación exploratoria debido a las incertidumbres inherentes a la perforación en formaciones desconocidas, los costos asociados al encuentro de diversas condiciones de perforación, como zonas sobrepresurizadas y herramientas perdidas en el agujero, y los cambios en los planes y ubicaciones de perforación como resultado de pozos exploratorios anteriores o datos sísmicos adicionales y sus interpretaciones.

Las operaciones de Parex estarán sujetas a todos los riesgos normalmente asociados con la exploración, el desarrollo y la explotación de propiedades petrolíferas y de gas natural y la perforación de pozos de petróleo y gas natural, incluido el encuentro con formaciones o presiones inesperadas, el declive prematuro de los yacimientos, los posibles daños medioambientales, las explosiones, la formación de cráteres, los incendios y los vertimientos, todo lo cual podría provocar lesiones personales, pérdida de vidas y daños a la propiedad de Parex y de otros. De acuerdo con la práctica habitual del sector, Parex mantendrá una cobertura de seguro, pero no estará totalmente asegurada contra todos los riesgos, ni todos esos riesgos son asegurables.

Las actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de equipos de sísmica, perforación, completamiento y otros equipos especializados en las áreas particulares en donde se realizarán dichas actividades. La demanda de dichos equipos limitados o las restricciones de acceso pueden afectar la disponibilidad de esos equipos para Parex y retardar las actividades de exploración y desarrollo.

Riesgos de exploración, desarrollo y producción

Las operaciones de petróleo y gas natural entrañan muchos riesgos que ni siquiera una combinación de experiencia, conocimientos y evaluación cuidadosa puede ser capaz de superar. El éxito comercial a largo plazo de la Compañía depende de su capacidad para encontrar, adquirir, desarrollar y producir comercialmente reservas de petróleo y gas natural. Sin la adición continua de nuevas reservas, las reservas existentes de la Compañía, y la producción de las mismas, disminuirán con el tiempo a medida que la Compañía produzca a partir de dichas reservas. Un futuro aumento de las reservas de la Compañía dependerá tanto de la capacidad de la Compañía para explorar y desarrollar sus propiedades existentes como de su capacidad para seleccionar y adquirir

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

propiedades productoras o prospectos adecuados. No hay garantías de que la Compañía pueda seguir encontrando propiedades satisfactorias para adquirir o en las que participar. Además, la gerencia de la Compañía puede determinar que los mercados actuales, las condiciones de adquisición, participación o fijación de precios hacen que las posibles adquisiciones o participaciones no sean rentables. Tampoco hay garantías de que la Compañía descubra o adquiera nuevas cantidades comerciales de petróleo y gas natural.

La exploración futura de petróleo y gas natural puede implicar esfuerzos no rentables de pozos secos, así como de pozos que son productivos pero que no producen suficientes sustancias petrolíferas para obtener beneficios después de los costos de perforación, terminación (incluida el fracturamiento hidráulico), explotación y otros. La finalización de un pozo no garantiza el beneficio de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, finalización y explotación.

La Compañía está expuesta a un alto nivel de riesgo de exploración. Las reservas comprobadas actuales y futuras de la Compañía (en la medida en que se descubra o adquiera) disminuirán a medida que las reservas se producen a partir de sus propiedades, a menos que la Compañía pueda adquirir o desarrollar nuevas reservas. El negocio de la exploración, desarrollo o la adquisición de reservas es intenso en capital y está sujeto a numerosas estimaciones e interpretaciones de datos geológicos y geofísicos. No puede haber ninguna garantía de que las futuras actividades de exploración, desarrollo y adquisición de la Compañía resulten en adiciones importantes de reservas comprobadas. Para gestionar este riesgo, en la medida de lo posible, Parex emplea geólogos y geofísicos de gran experiencia, utiliza la tecnología sísmica 3D como herramienta de exploración primaria y concentra los esfuerzos de exploración en las cuencas productoras de hidrocarburos conocidas. Además, la Compañía toma un enfoque de portafolio en la exploración mediante la dispersión de las localizaciones de perforación entre los diferentes bloques de exploración y cuencas geológicas y al apuntar a múltiples zonas productoras. La compañía puede optar por mitigar el riesgo de exploración mediante adquisiciones que exigen el recaudo de fondos.

Los riesgos de perforación, los daños al medio ambiente y las diversas condiciones de explotación de los yacimientos podrían aumentar considerablemente el costo de las operaciones y afectar negativamente a la producción de los pozos perforados con éxito. Las condiciones de explotación de los yacimientos incluyen, entre otras, los retrasos en la obtención de autorizaciones o consentimientos gubernamentales, el cierre de pozos como consecuencia de condiciones meteorológicas extremas, la insuficiente capacidad de almacenamiento o transporte o las condiciones geológicas y mecánicas. Aunque una supervisión diligente de los pozos y unas operaciones de mantenimiento eficaces pueden contribuir a maximizar los índices de producción a lo largo del tiempo, no es posible eliminar los retrasos en la producción y los descensos de la producción derivados de las condiciones normales de explotación de los yacimientos, que pueden afectar negativamente a los ingresos y al flujo de fondos procedentes de los niveles de explotación en diversos grados.

Las operaciones de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural están sujetas a todos los riesgos y peligros típicamente asociados a dichas operaciones, incluidos, entre otros, incendios, explosiones, reventones, cráteres, escapes de gas ácido, vertimientos y otros peligros medioambientales. Estos riesgos y peligros típicos podrían provocar daños sustanciales en los pozos de petróleo y gas natural, las instalaciones de producción, otras propiedades y el medio ambiente, y causar lesiones personales o amenazar a la fauna. En particular, la Compañía puede explorar y producir gas natural ácido en determinadas zonas. Una fuga involuntaria de gas natural ácido podría provocar lesiones personales, la pérdida de vidas humanas o daños materiales, y podría hacer necesaria la evacuación de zonas pobladas, todo lo cual podría acarrear responsabilidades para la Compañía.

Las operaciones de producción de petróleo y gas natural también están sujetas a todos los riesgos típicamente asociados a tales operaciones, incluido el encuentro con formaciones o presiones inesperadas, el declive prematuro de los yacimientos y la invasión de agua en las formaciones productoras. Las pérdidas resultantes de cualquiera de estos riesgos pueden tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía.

Como es práctica habitual en el sector, la Compañía no está totalmente asegurada contra todos los riesgos, ni todos los riesgos son asegurables. Aunque la Compañía mantiene seguros de responsabilidad civil y de

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

interrupción de la actividad por un importe que considera acorde con la práctica del sector, las responsabilidades asociadas a determinados riesgos podrían superar los límites de las pólizas o no estar cubiertas. En cualquier caso, la Compañía podría incurrir en costos significativos.

Instalaciones de extracción y transformación y sistemas de oleoductos
La Compañía suministra sus productos a través de sistemas de recogida, transformación y oleoductos, algunos de los cuales no son de su propiedad. La cantidad de petróleo y gas natural que la Compañía puede producir y vender está sujeta a la accesibilidad, disponibilidad, proximidad y capacidad de estos sistemas de recogida, procesamiento y oleoductos. La falta de disponibilidad de capacidad en cualquiera de los sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos podría dar lugar a la incapacidad de la Compañía para aprovechar todo el potencial económico de su producción o a una reducción del precio ofrecido por la producción de la Compañía. En la actualidad, la Compañía produce petróleo en varias cuencas de Colombia y depende en gran medida del sistema de oleoductos de Ocensa. Aunque de vez en cuando se han producido ampliaciones de los oleoductos en Colombia, la falta de capacidad firme de los oleoductos puede limitar la capacidad de producir y comercializar la producción de petróleo y gas natural. Cualquier cambio significativo en los factores de mercado u otras condiciones que afecten a estos sistemas e instalaciones de infraestructuras, así como cualquier retraso en la construcción de nuevos sistemas e instalaciones de infraestructuras, podría perjudicar a la actividad de la Compañía y, a su vez, a su situación financiera, resultados de explotación y flujo de fondos de explotación.

Toda la producción de la Compañía se entrega para su exportación a embarque en instalaciones propiedad de terceros y sobre las que la Compañía no tiene control. De vez en cuando, estas instalaciones pueden interrumpir o reducir sus operaciones, ya sea por necesidades normales de servicio o por acontecimientos inesperados. Una interrupción o disminución de las operaciones podría afectar negativamente a la capacidad de la Compañía para procesar su producción y entregarla para la venta. Las paradas imprevistas o la reducción de la capacidad de los oleoductos por trabajos de mantenimiento o integridad, o debido a medidas adoptadas por los organismos reguladores, también podrían afectar a la producción, las operaciones y los resultados financieros de la Compañía.

Disponibilidad de Equipo de Perforación y Acceso
Las actividades de exploración, desarrollo y operación de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de contratistas externos de perforación y de equipos asociados, y también de personal entrenado en el uso de dichos equipos en las áreas en donde se realizarán dichas actividades. La demanda de dichos equipos limitados y personal entrenado o las restricciones de acceso pueden afectar la disponibilidad de esos equipos y del personal entrenado para la Compañía y retardar las actividades de exploración y desarrollo.

Fuente de energía
Varios de los yacimientos productores de la Compañía están conectados a la red nacional de transporte y dependen de su expansión y fiabilidad para mantener niveles de producción estables. El mercado nacional de la electricidad es volátil debido a los cambios hidrológicos y a la disponibilidad de combustibles (gas natural, gasóleo, etc.), lo que aporta incertidumbre a los precios de la energía. Si la energía dejara de estar disponible o fuera difícil obtenerla, los resultados de explotación y la situación financiera de la Compañía podrían verse afectados negativamente.

Gestión del agua
Parex produce agua como parte de sus operaciones. Teniendo en cuenta la naturaleza de los embalses, los niveles de producción de agua que debe gestionar la Compañía pueden aumentar en el futuro. Para alcanzar los objetivos de producción de petróleo y gas y evitar cualquier restricción de la producción en el futuro, Parex tendrá que asegurarse la capacidad necesaria para gestionar los niveles de agua. Los factores que pueden desencadenar una posible limitación de la producción de crudo de la Compañía debido al aumento de los niveles de producción de agua son: (i) la gestión ineficaz del proyecto de las instalaciones requeridas, (ii) la capacidad de la Compañía y sus socios para obtener a tiempo los permisos medioambientales relacionados con la gestión del agua, (iii) las interacciones sociales y comunitarias que podrían afectar al desarrollo y funcionamiento de estos proyectos, y (iv) la disponibilidad de capital para ejecutar los proyectos requeridos.

Falta de realización de los beneficios previstos de las adquisiciones y enajenaciones

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor o Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía considera las adquisiciones y enajenaciones de empresas y activos en el curso ordinario de sus actividades. La consecución de los beneficios de las adquisiciones depende de que se consiga consolidar las funciones e integrar las operaciones y los procedimientos de forma oportuna y eficaz, y de la capacidad de la Compañía para aprovechar las oportunidades de crecimiento y las sinergias previstas de la combinación de las actividades y operaciones adquiridas con las de la Compañía. La integración de los negocios y activos adquiridos puede requerir un esfuerzo considerable de gestión, tiempo y recursos que desvíen la atención de la gerencia de otras oportunidades estratégicas y asuntos operativos. La gerencia evalúa continuamente el valor y la contribución de los servicios prestados por terceros y los activos necesarios para prestar dichos servicios. En este sentido, los activos no esenciales pueden enajenarse periódicamente para que la Compañía pueda concentrar sus esfuerzos y recursos de forma más eficiente. En función de la situación del mercado para dichos activos no estratégicos, algunos de ellos pueden tener un valor de realización en el momento de su enajenación inferior a su valor contable en los estados financieros de la Compañía.

Riesgo de abandono y costos de recuperación

Parex está sujeta a responsabilidades por abandono de activos de petróleo y gas, remediación y recuperación de sus operaciones, incluidas las impuestas por la normativa en virtud de la legislación federal, territorial, estatal, regional y municipal de las jurisdicciones en las que la Compañía lleva a cabo sus operaciones. Parex mantiene estimados de los pasivos por abandono, saneamiento y recuperación; sin embargo, es posible que estos costos cambien sustancialmente antes del desmantelamiento debido a cambios normativos, cambios tecnológicos, aceleración de los plazos de desmantelamiento e inflación, entre otras variables. El valor actual de los costos de desmantelamiento y abandono de pozos e instalaciones se calcula a partir de la normativa, los procedimientos y los costos conocidos en la actualidad para llevar a cabo el desmantelamiento, cuya mayor parte se prevé que se produzca en la década de 2030.

Normativa y riesgos medioambientales

La Compañía está sujeta a leyes y reglamentos medioambientales que afectan a aspectos de sus operaciones pasadas, presentes y futuras. Todas las fases del negocio del petróleo y el gas presentan riesgos y peligros medioambientales y están sujetas a la reglamentación medioambiental de conformidad con las amplias leyes y reglamentos medioambientales nacionales, provinciales y locales de Colombia que afectarán y afectan a casi todas las operaciones de Parex. Estas leyes y reglamentos establecen diversas normas que regulan determinados aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, como las emisiones a la atmósfera, la calidad del agua, los vertimientos de aguas residuales y la generación, transporte y eliminación de residuos y sustancias peligrosas; prevén sanciones y otras responsabilidades por el incumplimiento de dichas normas; y establecen, en determinadas circunstancias, la obligación de remediar las instalaciones y emplazamientos actuales y anteriores donde se realizan o se realizaron operaciones de petróleo y gas. Además, pueden ser adecuadas o necesarias disposiciones especiales en zonas de explotación sensibles desde el punto de vista medioambiental y en bloques no convencionales.

Existe incertidumbre en torno al impacto de las leyes y normativas medioambientales, incluidas las actualmente vigentes y las leyes y normativas propuestas, y Parex no puede predecir qué legislación o normativa medioambiental se promulgará en el futuro o cómo se administrarán, interpretarán de vez en cuando o aplicarán las leyes o normativas existentes o futuras. No es posible predecir el resultado y la naturaleza de estos requisitos sobre la Compañía y su negocio en el momento actual; sin embargo, el incumplimiento de las normativas actuales y propuestas puede tener un impacto material adverso sobre el negocio y los resultados de las operaciones de la Compañía al aumentar sustancialmente sus gastos de capital y costos de cumplimiento y su capacidad para cumplir con sus obligaciones financieras, incluidos los pagos de deuda. También puede dar lugar a la modificación o cancelación de licencias y permisos de explotación, sanciones y otras medidas correctivas que pueden repercutir en las operaciones de producción. Además, el cumplimiento de leyes o reglamentos más estrictos, o de políticas de aplicación más enérgicas por parte de cualquier autoridad reguladora, podría requerir en el futuro gastos importantes por parte de Parex para la instalación y el funcionamiento de sistemas y equipos de medidas de remediación, y cualquiera, o todos ellos, podrían tener un efecto adverso importante sobre Parex.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La normativa medioambiental es cada vez más estricta y los costos y gastos de su cumplimiento aumentan. Las actividades de la Compañía pueden deteriorar el hábitat natural, dañar la flora y la fauna, o contaminar el suelo o el agua, lo que puede requerir remediación en virtud de la legislación y la normativa aplicables. Estas leyes y normativas exigen que la Compañía obtenga y cumpla una serie de registros, licencias, permisos y otras autorizaciones medioambientales. En Colombia, los procesos de concesión de licencias y permisos relativos a la exploración, perforación y explotación de petróleo y gas natural llevan un tiempo considerable y están fuera del control de la Compañía, concretamente, la Licencia de Explotación que puede causar retrasos operativos y mayores costos de explotación. La normativa medioambiental impone restricciones y prohibiciones a las emisiones de diversas sustancias producidas simultáneamente con el petróleo y el gas natural y puede influir en la selección de los lugares de perforación y la ubicación de las instalaciones, lo que puede dar lugar a un aumento de los gastos de capital. Tanto los funcionarios públicos como los particulares pueden tratar de hacer cumplir o cambiar las leyes y reglamentos medioambientales contra la Compañía.

Podría imponerse a Parex una responsabilidad significativa por los costos derivados de posibles impactos medioambientales desconocidos e imprevisibles derivados de las operaciones de la Compañía, incluidos daños, costos de limpieza o sanciones en caso de determinados vertimientos al medio ambiente, daños medioambientales causados por anteriores propietarios de fincas adquiridas por Parex o incumplimiento de leyes o reglamentos medioambientales. Aunque estos costos no han sido significativos para la Compañía en el pasado, no hay garantías de que sigan siéndolo en el futuro.

Dada la naturaleza de la actividad de la Compañía, existen riesgos inherentes de que se produzcan vertimientos de petróleo en los lugares de perforación y explotación de la Compañía. Los grandes vertimientos de petróleo y productos derivados pueden acarrear importantes costos de limpieza. Los vertimientos de petróleo pueden producirse por cuestiones operativas, como fallos de funcionamiento, accidentes y deterioro y mal funcionamiento de los equipos. En Colombia, donde opera la Compañía, también pueden producirse vertimientos de petróleo como consecuencia de sabotajes y daños en los oleoductos. Además, la Compañía vende petróleo en varias estaciones de entrega y el petróleo puede transportarse en carrotanque. Existe un riesgo inherente de derrames de petróleo causados por accidentes de carretera de los que la Compañía puede seguir siendo considerada responsable como propietaria del crudo. Todo ello puede dar lugar a posibles responsabilidades medioambientales significativas, como costos de limpieza y litigios, que pueden afectar negativamente a la situación financiera, el flujo de fondos de las operaciones y los resultados de las operaciones de la Compañía. Dependiendo de la causa y la gravedad del vertido de petróleo, la reputación de la Compañía también puede verse afectada negativamente, lo que podría limitar la capacidad de la Compañía para obtener permisos y afectar a sus operaciones futuras.

Para evitar y/o mitigar posibles responsabilidades medioambientales, la Compañía cuenta con políticas y procedimientos diseñados para prevenir y contener los vertimientos de petróleo. La Compañía trabaja para minimizar los vertimientos mediante un programa de instalaciones bien diseñadas que funcionan de forma segura, una gestión eficaz de la integridad de las operaciones, formación continua de los empleados, actualizaciones periódicas de las instalaciones y los equipos, y la aplicación de un sistema completo de inspección y vigilancia. Además, las instalaciones y operaciones de la Compañía están sujetas a inspecciones rutinarias por parte de diversas autoridades federales y provinciales en Colombia para evaluar el cumplimiento de la Compañía con las diversas leyes y reglamentos.

Cambio climático

La preocupación internacional por el cambio climático es cada vez mayor y la atención se centra cada vez más en el tiempo y el ritmo de la transición hacia una economía con menos emisiones de carbono. Los gobiernos, las instituciones financieras, las compañías de seguros, las organizaciones medioambientales y de gobernanza, los inversionistas institucionales, los activistas sociales y medioambientales y los particulares tratan cada vez más de aplicar, entre otras cosas, cambios normativos y políticos, cambios en las pautas de inversión y modificaciones en los hábitos y tendencias de consumo de energía que, individual y colectivamente, pretenden o tienen el efecto de acelerar la reducción del consumo mundial de energía basada en el carbono, la conversión del uso de la energía

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

a formas menos intensivas en carbono y la migración general del uso de la energía lejos de las formas de energía basadas en el carbono.

El cambio climático y sus impactos asociados pueden aumentar la exposición de la Compañía a, y la magnitud de, cada uno de los riesgos identificados en la sección de Factores de Riesgo de este MD&A. En general, Parex no es capaz de estimar en este momento el grado en que las condiciones regulatorias, climáticas y los riesgos de transición relacionados con el cambio climático podrían afectar a los resultados financieros y operativos de la Compañía. La actividad empresarial, la situación financiera, los resultados de las operaciones, los flujos de caja, la reputación, el acceso al capital, el acceso a los seguros, el costo de los préstamos, el acceso a la liquidez y la capacidad de financiar los planes de negocio de la Compañía pueden verse afectados negativamente, en particular y sin limitación, como consecuencia del cambio climático y sus repercusiones asociadas.

Riesgos de la transición al cambio climático

Normativa y políticas relacionadas con el cambio climático

Los gobiernos de todo el mundo se han centrado cada vez más en regular las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") y abordar de alguna manera los efectos del cambio climático. La legislación sobre emisiones de gases de efecto invernadero es incipiente y está sujeta a cambios. Por ejemplo, a nivel internacional, en diciembre de 2015, casi 200 naciones acordaron un acuerdo internacional sobre el cambio climático en París, Francia (el "Acuerdo de París"), que insta a los países a establecer sus propios objetivos de emisión de GEI y a ser transparentes sobre las medidas que cada país utilizará para alcanzar sus objetivos de emisión de GEI. Colombia ha firmado el Acuerdo de París. Aunque en este momento no es posible predecir cómo afectaría al negocio de la Compañía la legislación o las nuevas normativas que puedan adoptarse para abordar las emisiones de GEI, cualquier ley o normativa futura de este tipo que limite las emisiones de GEI podría afectar negativamente a la demanda del petróleo y el gas natural que produce la Compañía. La legislación actual sobre emisiones de gases de efecto invernadero no ha generado costos de cumplimiento importantes; sin embargo, en este momento no es posible predecir si se adoptará la legislación o los reglamentos propuestos, y cualquier ley o reglamento futuro de este tipo podría dar lugar a costos de cumplimiento adicionales o a restricciones operativas adicionales. Si la Compañía no es capaz de recuperar una cantidad significativa de sus costos relacionados con el cumplimiento de los requisitos normativos sobre el cambio climático impuestos a Parex, podría tener un impacto material adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones. Además, la imposición de restricciones significativas a las emisiones de gases de efecto invernadero podría provocar un descenso de la demanda del petróleo que produce la Compañía, con la consiguiente disminución del valor de sus reservas. Además, en la medida en que los mercados financieros consideren el cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero como un riesgo financiero, esto podría repercutir negativamente en el costo o el acceso al capital de la Compañía.

Litigios relacionados con el cambio climático

En los últimos años se ha producido un aumento de los litigios relacionados con el cambio climático en diversas jurisdicciones, como Canadá, Estados Unidos y a escala internacional. Se han presentado diversas demandas contra los productores de energía, entre ellas la contribución de dichos productores al cambio climático, o el supuesto incumplimiento por parte de dichos productores de gestionar razonablemente los riesgos empresariales asociados al cambio climático o de revelar adecuadamente los riesgos empresariales del cambio climático. Aunque muchas de las acciones relacionadas con el cambio climático se encuentran en fases preliminares de litigio, y en algunos casos, los reclamantes afirmaron causas de acción novedosas o no probadas, no se puede asegurar que la evolución jurídica, social, científica y política no aumente la probabilidad de éxito de los litigios relacionados con el cambio climático contra los productores de energía, incluido Parex. El resultado de cualquiera de estos litigios es incierto y puede tener un impacto material en el negocio, la situación financiera o los resultados de las operaciones de Parex. Parex también puede estar sujeta a publicidad adversa asociada con tales asuntos, lo que puede afectar negativamente a la percepción pública y a la reputación, independientemente de si la Compañía es

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

finalmente declarada responsable. Parex puede verse obligada a incurrir en gastos significativos o a dedicar recursos significativos para defenderse de tales litigios.

Tecnología

El negocio de Parex depende, entre otras cosas, de la disponibilidad y escalabilidad de las tecnologías existentes y emergentes para cumplir sus objetivos, incluidos los objetivos y metas ESG. Las limitaciones relacionadas con el desarrollo, la adopción y el éxito de estas tecnologías podrían repercutir negativamente en la resistencia de las empresas a largo plazo.

Demanda y precios de los artículos de consumo

Las medidas completas de conservación, los requerimientos de combustible alterno, el aumento en la demanda del consumidor frente a alternativas de avances tecnológicos en la economía del combustible para el petróleo y el gas natural y los dispositivos de generación de energía renovable podrían reducir la demanda de petróleo y otros hidrocarburos líquidos. Recientemente, algunas jurisdicciones han puesto en marcha políticas o incentivos para disminuir el uso de combustibles fósiles y fomentar el uso de alternativas de combustibles renovables, lo que puede disminuir la demanda de productos petrolíferos y ejercer una presión a la baja sobre los precios de los artículos de consumo. Además, los avances en productos energéticamente eficientes tienen un efecto similar en la demanda de productos del petróleo y el gas. La Compañía no puede predecir el impacto de los cambios en la demanda de productos petrolíferos y de gas natural, y cualquier cambio importante puede tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y el flujo de fondos de las operaciones de la Compañía al disminuir la rentabilidad de la Compañía, aumentar sus costos, limitar su acceso al capital y disminuir el valor de sus activos.

Acceso al capital y a los seguros

Los mercados de capitales se están ajustando a los riesgos que plantea el cambio climático y, en consecuencia, la capacidad de Parex para acceder al capital y obtener la cobertura de seguro necesaria o prudente también puede verse afectada negativamente en caso de que los inversionistas institucionales, las agencias de calificación crediticia, los prestamistas y/o las aseguradoras adopten políticas de descarbonización más restrictivas. Algunas compañías de seguros han tomado medidas o anunciado políticas para limitar la cobertura disponible para las empresas que obtienen una parte o la totalidad de sus ingresos del sector del petróleo y el gas. Como resultado de estas políticas, las primas y franquicias de algunas o todas las pólizas de seguro de la Compañía podrían aumentar sustancialmente. En algunos casos, la cobertura puede reducirse o dejar de estar disponible. Como resultado, Parex puede no ser capaz de renovar las pólizas existentes, o de obtener otra cobertura de seguro deseable, ya sea en términos comercialmente razonables, o en absoluto. El desarrollo futuro del negocio puede depender de la capacidad de la Compañía para obtener capital adicional, incluido el financiamiento mediante deuda y capital social.

Cambio de actitud de los inversionistas

Una serie de factores, como la preocupación por los efectos del uso de combustibles fósiles en el cambio climático, el impacto de las operaciones de petróleo y gas en el medio ambiente, los daños medioambientales relacionados con los vertimientos de productos petrolíferos durante el transporte y los derechos de los indígenas, han afectado a la actitud de algunos inversionistas hacia la inversión en la industria del petróleo y el gas. Como consecuencia de estas preocupaciones, algunos inversionistas institucionales, minoristas y públicos han anunciado que ya no están dispuestos a financiar o invertir en propiedades o empresas de petróleo y gas, o que están reduciendo su valor a lo largo del tiempo. Además, algunos inversionistas institucionales piden a los emisores que desarrollen y apliquen políticas y prácticas sociales, medioambientales y de gobernanza más sólidas. El desarrollo y la aplicación de tales políticas y prácticas pueden implicar costos significativos y requerir un compromiso de tiempo importante por parte de la Junta, la dirección y los empleados de la Compañía. Si no se aplican las políticas y prácticas solicitadas por los inversionistas institucionales, dichos inversionistas podrían reducir su inversión en la Compañía o dejar de invertir en ella. Cualquier reducción de la base de inversionistas interesados o dispuestos a invertir en la industria del petróleo y el gas y, más concretamente, en la Compañía, puede limitar el acceso de la Compañía al capital, aumentar el costo del capital y disminuir el precio y la liquidez de las Acciones Ordinarias de Parex

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

incluso si los resultados de explotación, el valor de los activos subyacentes o las perspectivas de la Compañía no han cambiado. Además, estos factores, así como otros relacionados, pueden provocar una disminución del valor de los activos de la Compañía que puede dar lugar a un cargo por deterioro.

Activismo de los accionistas

El activismo de los accionistas ha ido en aumento en general y en la industria energética. Los inversionistas pueden, de vez en cuando, intentar efectuar cambios en el negocio o la gobernanza de Parex, con respecto al cambio climático o de otro modo, por medios tales como propuestas de los accionistas, campañas públicas, solicitudes de representación u otros. Dichas acciones podrían afectar negativamente a la Compañía al distraer a la Junta y a los empleados de las operaciones principales del negocio, aumentar los honorarios de asesoramiento y los costos relacionados, interferir en la capacidad de la Compañía para ejecutar con éxito transacciones y planes estratégicos y provocar una incertidumbre percibida sobre la dirección futura del negocio.

Cambio climático - Riesgos físicos

Las condiciones climáticas extremas también pueden tener efectos adversos importantes sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex. El tiempo y el clima afectan a la demanda y, por tanto, la previsibilidad de la demanda de energía se ve afectada en gran medida por la previsibilidad del tiempo y el clima. Además, las operaciones de exploración, producción y construcción de Parex, así como las de sus principales clientes y proveedores, pueden verse afectadas por inundaciones, incendios forestales, terremotos, huracanes y otros fenómenos meteorológicos extremos. Esto puede provocar el cese o la disminución de la producción, el retraso de las actividades de exploración y desarrollo o el retraso en la construcción de plantas.

El cambio climático puede aumentar la frecuencia de fenómenos meteorológicos graves en estos lugares, como vientos, inundaciones y temperaturas variables.

Otras actividades de producción de crudo y gas natural también están sujetas a riesgos físicos crónicos, como un plazo más corto para el programa de perforación de la Compañía en la estación seca, cambios en el nivel freático y menor acceso al agua debido a las condiciones de sequía. Un cambio sistémico en los patrones de temperatura o precipitación podría dar lugar a condiciones más difíciles para las actividades de construcción y recuperación y podría reducir la disponibilidad de agua debido a la creciente probabilidad de condiciones de sequía.

Objetivos y ambiciones de ESG de Parex

Parex se ha fijado objetivos ambiciosos y alcanzables en materia de ESG, como la eliminación de la quema en teas y la reducción de las emisiones operativas. Para alcanzar estos objetivos y responder a la evolución de la demanda del mercado, la Compañía puede incurrir en costos adicionales e invertir en nuevas tecnologías e innovación. Es posible que la rentabilidad de estas inversiones sea inferior a la esperada, lo que podría tener un efecto adverso en los negocios, la situación financiera y la reputación de la Compañía.

Los objetivos y ambiciones de ESG dependen significativamente de la capacidad de la Compañía para ejecutar la estrategia de negocio actual, que puede verse impactada por los numerosos riesgos e incertidumbres asociados con el negocio y la industria en la que opera Parex, como se indica en esta sección de este MD&A. Parex reconoce que la capacidad de adaptarse y tener éxito en una economía más baja en carbono se comparará con sus pares. Los inversionistas y los grupos de interés comparan cada vez más las empresas en función de sus resultados en materia de ESG, incluidos los relacionados con el clima. El incumplimiento de los objetivos y ambiciones de ESG, o la percepción entre los principales grupos de interés de que los objetivos y ambiciones de ESG son insuficientes o inalcanzables, podría afectar negativamente a la reputación de la Compañía y a su capacidad para atraer capital y cobertura de seguros.

También existe el riesgo de que algunos o todos los beneficios y oportunidades esperados de la consecución de los diversos objetivos y ambiciones de ESG no se materialicen, cuesten más de alcanzar o no se produzcan en los plazos previstos. Además, existen riesgos de que las medidas adoptadas en la aplicación de los objetivos y ambiciones relacionados con los ESG puedan tener un impacto negativo en el negocio actual de la Compañía y

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

aumentar los gastos de capital, lo que podría tener un impacto negativo en los futuros resultados operativos y financieros.

Objetivos y ambiciones en materia de emisiones de GEI

Parex se ha fijado el objetivo de reducir las emisiones operativas de GEI de alcance 1 y 2 en un 50% para finales de 2030 con respecto a la base de referencia de 2019. Parex también tiene la ambición a largo plazo de lograr cero emisiones netas de GEI de Alcance 1 y 2 en sus operaciones para 2050. La capacidad de cumplir el objetivo de reducción de GEI para 2030 y la ambición de cero emisiones netas para 2050 está sujeta a numerosos riesgos e incertidumbres, y las medidas adoptadas para aplicar dicho objetivo y dicha ambición también pueden exponer a la Compañía a determinados riesgos financieros y operativos adicionales o mayores. Además, la ambición a largo plazo de alcanzar las emisiones netas cero en 2050 es intrínsecamente menos segura debido al plazo más largo y a ciertos factores que escapan al control de la Compañía, incluida la aplicación comercial de futuras tecnologías que pueden ser necesarias para alcanzar esta ambición a largo plazo.

La reducción de las emisiones de GEI depende, entre otras cosas, de la capacidad de desarrollar, acceder y aplicar estrategias de reducción de emisiones comercialmente viables y escalables, así como la tecnología y los productos relacionados. Si la Compañía no es capaz de aplicar estas estrategias y tecnologías según lo previsto sin afectar negativamente a las operaciones o estructuras de costos esperadas, o si dichas estrategias o tecnologías no funcionan según lo previsto, Parex puede ser incapaz de cumplir el objetivo de reducción de GEI para 2030 o la ambición de emisiones netas cero para 2050 en los plazos actuales, o en lo absoluto.

Además, alcanzar el objetivo de reducción de GEI para 2030 y la ambición de cero emisiones netas para 2050 depende de un marco normativo estable y requerirá gastos de capital y recursos de la Compañía, con la posibilidad de que los costos reales difieran de los estimados originales y de que las diferencias sean importantes. Además, el costo de invertir en tecnologías de reducción de emisiones, y el consiguiente cambio en el despliegue de recursos y el enfoque, podría tener un impacto negativo en los futuros resultados operativos y financieros.

Objetivo de diversidad e inclusión

El objetivo de inclusión y diversidad de la Compañía para que la Junta Directiva tenga al menos un 30% de representación de cualquier género se cumplió desde 2022. Los esfuerzos para continuar alcanzando dicho objetivo pueden aumentar el tiempo y los costos asociados al nombramiento y sustitución del personal clave en el futuro. Además, de no lograrse el objetivo en el futuro puede influir en la reputación de la Compañía ante los grupos de interés y afectar a las iniciativas de contratación.

Litigios

En el curso normal de sus operaciones, la Compañía puede verse implicada, ser parte o ser objeto de diversos procedimientos legales, incluidos procedimientos reguladores, procedimientos fiscales y acciones legales. Pueden surgir litigios en relación con lesiones personales (incluidas las derivadas de la exposición a sustancias peligrosas, daños a la propiedad, impuestos sobre la propiedad, derechos sobre la tierra y de acceso, cuestiones medioambientales, incluidas reclamaciones por contaminación o daños a los recursos naturales y litigios contractuales). El resultado de los procedimientos pendientes o futuros no puede predecirse con certeza y puede determinarse de forma adversa para la Compañía y, como resultado, podría tener un efecto material adverso en los activos, pasivos, negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía. Incluso si la Compañía se impone en cualquiera de estos procedimientos legales, los procedimientos podrían ser costosos y requerir mucho tiempo, y podrían desviar la atención de la gerencia y del personal clave de las operaciones comerciales, lo que podría afectar negativamente a la situación financiera de la Compañía.

Sistemas de tecnologías de la información y ciberseguridad

La Compañía se ha vuelto cada vez más dependiente de la disponibilidad, capacidad, fiabilidad y seguridad de su infraestructura de tecnología de la información y de su capacidad para ampliar y actualizar continuamente esta infraestructura, para llevar a cabo sus operaciones diarias. La Compañía depende de varios sistemas informáticos para estimar las cantidades de reservas, procesar y registrar datos financieros, gestionar su base de tierras,

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

administrar recursos financieros, analizar información sísmica, administrar sus contratos con sus operadores y arrendatarios y comunicarse con empleados y socios externos.

Además, la Compañía está sujeta a una serie de riesgos informáticos y de sistemas como parte de sus operaciones, incluyendo posibles averías, invasiones, virus, ciberataques, fraudes cibernéticos, violaciones de la seguridad y destrucción o interrupción de los sistemas informáticos de la Compañía por parte de terceros o de personas con acceso a información privilegiada. El acceso no autorizado a estos sistemas por parte de empleados o terceros podría dar lugar a la corrupción o exposición de información confidencial, fiduciaria o sujeta a derechos de propiedad, la interrupción de las comunicaciones o las operaciones o la perturbación de las actividades comerciales de la Compañía o de su posición competitiva.

Además, los intentos de ciberphishing, en los que una parte malintencionada intenta obtener información sensible como nombres de usuario, contraseñas y datos de tarjetas de crédito (y dinero) haciéndose pasar por una entidad de confianza en una comunicación electrónica, se han generalizado y sofisticado en los últimos años. Si la Compañía es víctima de un ciberataque de suplantación de identidad, podría perder o sufrir el robo de sus recursos financieros o de sus datos e información críticos, o perder el control de su infraestructura tecnológica o sus recursos financieros. Los empleados de la Compañía suelen ser el blanco de estos ataques de ciberphishing, ya que son y seguirán siendo el objetivo de partes que utilizan correos electrónicos fraudulentos "falsos" para apropiarse indebidamente de información o para introducir virus u otros programas maliciosos a través de programas "troyanos" en los computadores de la Compañía. Estos correos electrónicos parecen legítimos, pero dirigen a los destinatarios a sitios web falsos operados por el remitente del correo electrónico o solicitan a los destinatarios que envíen una contraseña u otra información confidencial por correo electrónico o que descarguen programas maliciosos.

La Compañía mantiene políticas y procedimientos que aborden y aplican los protocolos de los empleados con respecto a las comunicaciones electrónicas y los dispositivos electrónicos, y lleva a cabo evaluaciones anuales de los riesgos de ciberseguridad. La Compañía también protege su información confidencial, todos sus computadores y otros dispositivos electrónicos mediante cifrado. A pesar de los esfuerzos de la Compañía por mitigar estos ataques de ciberphishing mediante la educación y la formación, las actividades de ciberphishing siguen siendo un problema grave que puede dañar su infraestructura de tecnología de la información. La Compañía aplica controles técnicos y de procesos acordes con las normas aceptadas en el sector para proteger sus activos y sistemas de información, incluido un plan escrito de respuesta a incidentes para responder ante un incidente de ciberseguridad. Sin embargo, es posible que estos controles no impidan adecuadamente las violaciones de la ciberseguridad. La interrupción de los servicios críticos de tecnología de la información, o las violaciones de la seguridad de la información, podrían tener un efecto negativo en el rendimiento y los beneficios de la Compañía, así como en su reputación, y cualquier daño sufrido podría no estar adecuadamente cubierto por la cobertura de seguro actual de la Compañía, o no estarlo en absoluto. La importancia de cualquier evento de este tipo es difícil de cuantificar, pero en ciertas circunstancias puede ser material y podría tener un efecto material adverso en los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Violación de la confidencialidad

Al tratar posibles relaciones comerciales u otras transacciones con terceros, la Compañía puede revelar información confidencial relacionada con el negocio, las operaciones o los asuntos de la Compañía. Aunque los acuerdos de confidencialidad suelen ser firmados por terceros antes de la divulgación de cualquier información confidencial, un incumplimiento podría poner a la Compañía en riesgo competitivo y podría causar daños significativos a su negocio. En la actualidad no es posible cuantificar el perjuicio que supondría para la actividad de la Compañía una violación de la confidencialidad, pero podría ser importante y no compensable en daños y perjuicios. No existe garantía alguna de que, en caso de violación de la confidencialidad, la Compañía pueda obtener a tiempo de un tribunal de jurisdicción competente soluciones equitativas, como medidas cautelares, con el fin de evitar o mitigar cualquier daño que dicha violación de la confidencialidad pueda causar a su negocio.

Dependencia de la gerencia

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor o Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El Director Ejecutivo (CEO) y los demás altos directivos de la Compañía son fundamentales para su éxito. En caso de cese del Director Ejecutivo (CEO) o de otro alto directivo, la Compañía cree que logrará atraer y retener a sucesores calificados, pero no puede garantizarse dicho éxito.

Si la Compañía no consigue atraer y retener a personal calificado, la eficiencia de sus operaciones podría verse afectada, lo que podría tener un impacto material adverso en el futuro flujo de fondos de las operaciones, los beneficios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía. La Compañía depende en gran medida de la experiencia empresarial y técnica de su equipo directivo y hay pocas posibilidades de que esta dependencia disminuya a corto plazo.

Habilidad de atraer y retener personal capacitado

La contratación y retención de personal calificado es fundamental para el éxito de la Compañía. El número de personas calificadas en la adquisición, exploración, desarrollo y explotación de propiedades petrolíferas y gasísticas en las jurisdicciones en las que opera la Compañía es limitado, y la competencia por dichas personas es intensa. A medida que crezca la actividad de la Compañía, necesitará más personal clave financiero, administrativo, técnico y de operaciones, según sea necesario. Si Parex no consigue atraer y formar a personal calificado, la eficiencia de sus operaciones podría verse afectada, lo que podría tener un impacto material adverso en el futuro flujo de fondos de las operaciones, los ingresos netos, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Relaciones laborales

Parex opera en un país que cuenta con grandes empresas petroleras y gasísticas de propiedad mayoritaria o patrocinadas por el Estado, que tradicionalmente han empleado a personal sindicalizado. De vez en cuando, los sindicatos pueden intentar o amenazar con interrumpir las operaciones de campo y las actividades de transporte de crudo de sus empleadores, lo que puede afectar directa o indirectamente a las operaciones de Parex.

Además, en el ámbito legislativo en Colombia, se espera la promulgación de una nueva legislación laboral durante 2024. La propuesta de ley incluye una reforma de 18 puntos de la legislación laboral individual y colectiva. Algunos de los cambios abarcan áreas como: estabilidad laboral y modalidades de contratación; tercerización/subcontratación; parámetros sobre el uso de contratos de servicios; contratos de aprendizaje; duración de la jornada laboral; descarbonización; trabajo en plataformas digitales; trabajo informal y migrante, entre otros. Parex no puede asegurar el contenido de la legislación final ni que no tendrá un efecto adverso sobre las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

Liquidez

La capacidad de la Compañía para financiar los proyectos de capital actuales y futuros y llevar a cabo el plan de negocio depende de su capacidad para generar flujo de caja, así como para reunir capital de manera oportuna en términos y condiciones favorables, y se ve afectada por las calificaciones crediticias de la Compañía y la condición de los mercados de capital y de crédito. Además, los cambios en la calificación crediticia pueden afectar a la capacidad y a los costos asociados a la realización de operaciones con derivados o de cobertura, así como a la celebración y el mantenimiento de determinados contratos con clientes y proveedores en condiciones aceptables. Por ejemplo, si Parex experimenta una rebaja en sus calificaciones crediticias, puede verse obligada a depositar garantías, cartas de crédito, efectivo u otras formas de seguridad como garantía financiera de su cumplimiento de determinados acuerdos contractuales con terceros. La ocurrencia de cualquiera de las situaciones anteriores podría afectar negativamente a la capacidad de la Compañía para ejecutar partes de su estrategia empresarial, incluida la cobertura, y podría tener un efecto material adverso sobre la liquidez y la posición de capital de la Compañía. La gestión del riesgo de liquidez exige que Parex mantenga suficiente efectivo y equivalentes de efectivo, junto con otras fuentes de capital consistentes en el flujo de efectivo de las actividades de explotación, las líneas de crédito disponibles, el papel comercial y el acceso a los mercados de capital de deuda, para hacer frente a sus obligaciones a su vencimiento.

Líneas de crédito

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía dispone actualmente de una línea de crédito y el valor autorizado en virtud de la misma depende de la base de endeudamiento determinada por sus prestamistas. La Compañía está obligada a cumplir las cláusulas de su línea de crédito que, en determinados casos, pueden incluir ciertas pruebas de coeficientes financieros, que de vez en cuando afectan a la disponibilidad o al precio de la financiación adicional y, en caso de que la Compañía no cumpla dichas cláusulas, el acceso de la Compañía al capital podría verse restringido o, si se recurre a él, podría exigirse su reembolso. Los acontecimientos ajenos al control de la Compañía pueden contribuir a que ésta no cumpla dichos pactos. Además, la línea de crédito de la Compañía puede imponer restricciones operativas y financieras a la Compañía que podrían incluir restricciones al pago de dividendos, recompra o realización de otras distribuciones con respecto a los valores de la Compañía, incurrir en endeudamiento adicional, concesión de garantías, asunción de préstamos, realización de gastos de capital, realización de fusiones, ofertas públicas de adquisición o enajenación de activos, entre otras. Los prestamistas de la Compañía utilizan las reservas de la Compañía, los precios de los artículos de consumo, la tasa de descuento aplicable y otros factores para determinar periódicamente la base de endeudamiento de la Compañía. Aunque los precios de las materias primas han aumentado recientemente, siguen siendo volátiles como consecuencia de diversos factores, entre ellos las medidas adoptadas para limitar la producción de la OPEP y de países no pertenecientes a la OPEP, la guerra entre Rusia y Ucrania, la guerra entre Israel y Palestina, las pandemias y la producción de los productores estadounidenses de esquisto. La caída de los precios de los artículos de consumo podría reducir la base de endeudamiento de la Compañía, reduciendo los fondos de que dispone en virtud de la línea de crédito. Si se recurre a la línea de crédito, podría ser necesario reembolsar una parte o la totalidad del endeudamiento de la Compañía.

La base de endeudamiento de la línea de crédito renovable de Parex puede reducirse

La base de endeudamiento de la línea de crédito renovable de la Compañía es actualmente de $200 millones. Los prestamistas vuelven a determinar la base de financiación de Parex dos veces al año. La base de endeudamiento de la Compañía puede disminuir como consecuencia de las fluctuaciones de los precios del petróleo y el gas natural, las dificultades operativas, la disminución de las reservas, el aumento imprevisto de los costos, la falta de prestamistas suficientes dispuestos a participar en la facilidad y las exigencias o normativas en materia de préstamos.

Financiamiento adicional

En función de los futuros planes de exploración, desarrollo, adquisición y desinversión, Parex puede necesitar financiación adicional. La capacidad de Parex para obtener dicho financiamiento en el futuro dependerá en parte de las condiciones imperantes en el mercado de capitales, del riesgo asociado a las operaciones internacionales y de los resultados empresariales de Parex. Las fluctuaciones periódicas de los precios de los artículos de consumo pueden afectar a las políticas de préstamo de futuros prestamistas potenciales. Esto, a su vez, podría limitar las perspectivas de crecimiento a corto plazo o incluso obligar a Parex a dedicar los saldos de efectivo existentes o el flujo de fondos de las operaciones, enajenar propiedades u obtener nuevos fondos propios para continuar las operaciones en circunstancias de descenso de los precios de la energía, resultados decepcionantes de las perforaciones o dislocación económica o política en países extranjeros. No puede garantizarse que Parex tenga éxito en sus esfuerzos por conseguir financiación adicional en condiciones satisfactorias para Parex. Debido a las condiciones de la industria del petróleo y el gas, la volatilidad económica mundial y el hecho de que la Compañía opera en un país con un mercado emergente, la Compañía puede tener en ocasiones un acceso restringido al capital y mayores costos de endeudamiento. Si se obtiene financiación adicional mediante la emisión de acciones de tesorería de Parex, el control de Parex puede cambiar y los accionistas pueden sufrir una dilución adicional.

Como consecuencia de la volatilidad económica y política mundial, la Compañía puede ver restringido en ocasiones su acceso al capital y un aumento en los costos de los préstamos. De no obtener dicho financiamiento en el momento oportuno, la Compañía podría perder su participación en determinadas propiedades, desaprovechar ciertas oportunidades de adquisición y reducir o poner fin a sus operaciones. Si los ingresos de la Compañía procedentes de sus reservas disminuyen como consecuencia de la caída de los precios del petróleo y el gas natural o por cualquier otro motivo, ello afectará a la capacidad de la Compañía de gastar el capital necesario para reponer sus reservas o mantener su producción. En la medida en que las fuentes externas de capital se vuelvan limitadas,

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

no disponibles o disponibles en condiciones onerosas, la capacidad de la Compañía para realizar inversiones de capital y mantener los activos existentes puede verse afectada, y sus activos, pasivos, negocios, situación financiera y resultados de las operaciones pueden verse afectados material y negativamente como consecuencia de ello. Además, el futuro desarrollo de las propiedades petrolíferas de la Compañía puede requerir financiación adicional y no hay garantías de que dicha financiación esté disponible o, en caso de estarlo, de que lo esté en condiciones aceptables. De manera alterna, cualquier financiamiento disponible puede ser altamente dilutivo para los accionistas existentes. La imposibilidad de obtener el financiamiento necesario para los planes de inversión de la Compañía puede retrasar el desarrollo o la producción de sus propiedades.

Emisión de la deuda

De vez en cuando, la Compañía puede realizar transacciones para adquirir activos o acciones de otras entidades. Estas transacciones se pueden financiar en su totalidad o en una parte con la deuda, lo cual puede aumentar los niveles de deuda de la Compañía por encima de los estándares de la industria en empresas de petróleo y gas natural de tamaño similar. Dependiendo de los planes futuros de exploración y desarrollo, la Compañía puede requerir financiamiento adicional de deuda adicional que puede no estar disponible o, de estarlo, puede no estar disponible bajo términos favorables. Ni los estatutos ni los artículos de la Compañía limitan el valor del endeudamiento en que ésta pueda incurrir. El nivel de endeudamiento de la Compañía de vez en cuando podría afectar la habilidad de la Compañía de obtener financiamiento adicional de manera oportuna para aprovechar las oportunidades de negocios que puedan surgir.

Dilución

Con el fin de financiar futuras operaciones u oportunidades de adquisición, la Compañía puede emitir Acciones Ordinarias o recaudar fondos mediante la emisión de Acciones Ordinarias o la emisión de instrumentos de deuda o valores convertibles en Acciones Ordinarias, lo que supondrá una dilución para los accionistas de Parex. La Compañía no puede predecir el volumen de futuras emisiones de Acciones Ordinarias o la emisión de instrumentos de deuda u otros valores convertibles en Acciones Ordinarias o el efecto, si lo hubiera, que las futuras emisiones y ventas de valores de la Compañía tendrán en el precio de mercado de las Acciones Ordinarias de Parex.

Riesgo crediticio de terceros

Parex puede estar expuesta al riesgo de crédito de terceros a través de sus acuerdos contractuales con sus clientes actuales o futuros de sus ventas de crudo y gas natural y las contrapartes de los contratos de gestión de riesgos derivados de la Compañía. Además, Parex puede estar expuesta al riesgo de crédito de terceros por parte de los compradores de activos de Parex por diversas responsabilidades, incluidas las obligaciones de abandono y recuperación de pozos asumidas por los compradores. Si dichos terceros incumplen sus obligaciones contractuales con Parex, tales incumplimientos pueden tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones y las perspectivas de la Compañía. El uso de contratos de derivados de gestión de riesgos implica el riesgo de que las contrapartes no puedan cumplir las condiciones financieras de dichas operaciones. Parex no puede predecir los cambios en la solvencia o la capacidad de rendimiento de una contraparte. Aunque Parex prevea con exactitud los cambios repentinos, la capacidad de la Compañía para anular este riesgo puede ser limitada en función de las condiciones del mercado y de los términos contractuales de los acuerdos. Durante los periodos de descenso de los precios de las materias primas, las posiciones deudoras en derivados de la Compañía suelen aumentar, lo que incrementa la exposición crediticia de la Compañía frente a las contrapartes. En caso de que cualquiera de dichos terceros se declare en quiebra, se declare insolvente o presente una propuesta o inicie cualquier procedimiento relacionado con la quiebra o la insolvencia, Parex podría verse incapacitada para cobrar la totalidad o una parte del dinero adeudado por dichas partes. Cualquiera de estos factores podría afectar negativamente a los resultados financieros y operativos de la Compañía.

Variaciones de las tasas de cambio

La principal exposición de la Compañía al riesgo de divisas se relaciona con el precio de divisas denominadas en Cdn y COP, ya que la moneda funcional de la compañía es el USD. La Compañía tiene exposición en Colombia y Canadá en costos, como por ejemplo los gastos de capital, salarios locales, regalías e impuestos a la renta, los cuales se pueden denominar en monedas locales.

NOTARIA 69 DE BOGOTA
REPUBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

El tasa de cambio USD/COP ha fluctuado significativamente en los últimos años. Dados los efectos del aumento de la inflación, el incremento de las tasas de interés en EE.UU. y Colombia, las diferentes perspectivas de crecimiento mundial, las pandemias, las tensiones políticas en las mayores economías del mundo, los precios del crudo actuales y previstos para los próximos años y la incertidumbre política en Colombia, no hay una visión clara de cómo se comportarán el USD y el COP a medio y largo plazo. Se espera que la continua volatilidad de los mercados siga provocando fluctuaciones del USD que seguirán siendo difíciles de prever.

Inflación y gestión de costos

Si no se consiguen los servicios y equipos necesarios para las operaciones de la Compañía por el precio previsto, en el plazo previsto, o no se consiguen en absoluto, los resultados financieros y los flujos de caja de la Compañía pueden verse afectados negativamente. Los costos de explotación de la Compañía podrían aumentar y dejar de ser competitivos debido a las interrupciones de la cadena de suministro, las presiones inflacionistas sobre los costos, las limitaciones de los equipos, la escalada de los costos de suministro, los precios de los artículos de consumo y la intervención adicional de los gobiernos a través de gastos de estímulo o normativas adicionales. La incapacidad de la Compañía para gestionar los costos puede afectar a la rentabilidad de los proyectos y a futuras decisiones de desarrollo, lo que podría tener un efecto adverso importante en sus resultados financieros y flujos de caja.

El costo o la disponibilidad de equipos para yacimientos de petróleo y gas puede afectar negativamente a la capacidad de la Compañía para emprender proyectos de exploración, desarrollo y construcción. La industria del petróleo y el gas es cíclica por naturaleza y es propensa a la escasez de suministro de equipos y servicios, incluidas las plataformas de perforación, los servicios geológicos y geofísicos, los servicios de ingeniería y construcción, los principales equipos para proyectos de infraestructuras y los materiales de construcción en general. Es posible que estos materiales y servicios no estén disponibles a precios razonables cuando se necesiten. Si no se consiguen los servicios y equipos necesarios para las operaciones de la Compañía por el precio previsto, en el plazo previsto, o no se consiguen en absoluto, los resultados financieros y los flujos de caja de la Compañía pueden verse afectados negativamente.

Alza en las tasas de interés

Muchos bancos centrales, entre ellos el Banco de Canadá, el Banco de Colombia y la Reserva Federal de Estados Unidos, han tomado medidas para subir las tasas de interés en un intento de combatir la inflación. El aumento de los costos de endeudamiento puede repercutir en la rentabilidad de los proyectos y en futuras decisiones de desarrollo, lo que podría tener un efecto material adverso en los resultados financieros y los flujos de caja de la Compañía. Si las tasas de interés del mercado siguen subiendo, los gastos de financiación de la Compañía podrían aumentar y el costo del capital se deterioraría, lo que podría tener un efecto adverso sobre la capacidad de la Compañía para ejecutar determinados proyectos, los resultados de las operaciones y la situación financiera. Por último, si Parex contrae nueva deuda en el futuro para financiar capital de trabajo, proyectos de capital o adquisiciones, las tasas de interés y diferenciales vigentes en un momento determinado podrían ser menos favorables en términos de costo, lo que podría afectar negativamente a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La subida de las tasas de interés también podría provocar una recesión en Canadá, Colombia, Estados Unidos u otros países. Una recesión puede repercutir negativamente en la demanda de crudo y gas natural, provocando un descenso de los precios de las materias primas.

Seguros y seguridad

Parex mantiene una cobertura de seguros como parte de su programa de gestión de riesgos. No obstante, es posible que estos seguros no ofrezcan una cobertura completa en todas las circunstancias, ni que todos los riesgos sean asegurables. Parex autoasegura algunos riesgos, y su cobertura de seguros no cubre todos los costos derivados de la asignación de responsabilidades y el riesgo de pérdidas derivadas de las operaciones de la Compañía.

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Las pólizas de seguro de la Compañía suelen renovarse anualmente y, en función de factores como las condiciones del mercado, las primas, los límites de las pólizas y/o las franquicias de determinadas pólizas de seguro pueden variar sustancialmente. En algunos casos, determinados seguros pueden dejar de estar disponibles o estarlo sólo para valores de cobertura reducidos. Un aumento significativo de los costos podría llevar a Parex a decidir reducir, o incluso eliminar, la cobertura. Además, los seguros se compran a una serie de aseguradoras externas, a menudo en acuerdos de seguros estratificados, algunas de las cuales pueden dejar de proporcionar cobertura de seguros por su propia política o por razones estratégicas. Si alguna de estas aseguradoras se negara a seguir proporcionando cobertura de seguro, la exposición global al riesgo de la Compañía podría aumentar y Parex podría incurrir en costos significativos.

Colombia tiene un historial conocido de problemas de seguridad. La Compañía y su personal están sujetos a estos riesgos, pero a través de programas sociales y de seguridad eficaces, Parex considera que estos riesgos pueden gestionarse eficazmente. La Compañía mantiene un seguro por un valor que considera adecuado y coherente con la práctica del sector y sus operaciones; sin embargo, es difícil obtener una cobertura de seguro que proteja contra incidentes terroristas y, como resultado, el programa de seguros de la Compañía excluye esta cobertura. Por consiguiente, incidentes como este en el futuro podrían tener un impacto material adverso en las operaciones de la Compañía.

Precio de mercado de las acciones ordinarias

El precio de negociación de los valores de los emisores de petróleo y gas natural está sujeto a una volatilidad sustancial basada a menudo en factores relacionados y no relacionados con los resultados financieros o las perspectivas de los emisores en cuestión. Entre los factores no relacionados con los resultados de la Compañía podrían figurar la evolución macroeconómica a escala nacional, norteamericana o mundial, los precios nacionales y mundiales de los artículos de consumo o la percepción actual del mercado del petróleo y el gas. En los últimos años, la volatilidad de los artículos de consumo ha aumentado debido, en parte, a la implantación de la negociación informatizada y a la disminución de la negociación discrecional de artículos de consumo. Además, en determinadas jurisdicciones, las instituciones, incluidas las entidades patrocinadas por el Gobierno, han decidido reducir su participación en entidades petroleras y gasísticas, lo que puede afectar a la liquidez de determinados valores y ejercer una presión a la baja sobre el precio de negociación de los mismos. Del mismo modo, el precio de mercado de las acciones ordinarias de Parex podría estar sujeto a fluctuaciones significativas en respuesta a variaciones en los resultados de explotación, la situación financiera, la liquidez y otros factores internos de la Compañía. Por consiguiente, no es posible predecir con exactitud el precio al que cotizarán las acciones ordinarias de Parex.

Gestión del riesgo de los precios de los artículos de consumo o de las divisas

Ocasionalmente, la Compañía puede suscribir acuerdos para recibir precios fijos por su producción de petróleo y gas natural con el fin de compensar el riesgo de pérdidas de ingresos si bajan los precios de los artículos de consumo. Sin embargo, en la medida en que la Compañía emprenda actividades de gestión del riesgo de precios para protegerse de las bajas de precios de los artículos de consumo, también puede verse impedida de obtener todos los beneficios de las subidas de precios por encima de los niveles de los instrumentos derivados utilizados para gestionar el riesgo de precios. Además, los acuerdos de gestión de riesgos de la Compañía pueden exponerla al riesgo de pérdidas financieras en determinadas circunstancias, incluidos los casos en los que: la producción no alcance los volúmenes cubiertos o los precios caigan significativamente por debajo de lo previsto; se produzca un aumento de los diferenciales de precios entre los puntos de entrega de la producción y el punto de entrega asumido en el acuerdo de gestión de riesgos; las contrapartes de los acuerdos de gestión de riesgos u otros contratos de gestión de riesgos de precios incumplan los acuerdos; o que un acontecimiento repentino e inesperado afecte materialmente a los precios del petróleo y el gas natural. La Compañía también puede suscribir acuerdos para recibir divisas a un precio fijo o fijar las tasas de interés de la deuda basada en tasas variables. Por lo tanto, y al igual que como sucede con la gestión del riesgo de los precios de los artículos de consumo, existen riesgos asociados a cualquier contrato de swap de divisas o de tipos de interés, o de derivados sobre artículos de consumo.

Compra de valores en el marco del NCIB

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Cualquier compra potencial de valores de Parex por parte de la Compañía en virtud del NCIB queda a discreción de la Junta Directiva y depende, entre otras cosas, del flujo de caja, los resultados de las operaciones, la situación financiera de la Compañía, la necesidad de fondos para financiar las operaciones en curso y otras consideraciones que la Junta Directiva estime pertinentes.

Dividendos

Los dividendos ordinarios y extraordinarios no están garantizados y podrían fluctuar con los resultados de la Compañía y sus subsidiarias. La Junta Directiva tiene la facultad discrecional de determinar el valor de los dividendos que se declararán y pagarán a los accionistas cada trimestre. A la hora de determinar el nivel de dividendos, la Junta Directiva tendrá en cuenta numerosos factores, incluidos los niveles actuales y futuros previstos de beneficios; el flujo de caja de las actividades de explotación; los impuestos sobre la renta; los gastos de capital; las necesidades de capital de trabajo; las responsabilidades medioambientales actuales y potenciales; el impacto de las tasas de interés y/o las tasas de cambio; los precios del crudo; la necesidad de fondos para financiar las operaciones en curso y otras consideraciones que la Junta Directiva estime pertinentes. Los dividendos pueden incrementarse, reducirse, suspenderse o eliminarse por completo en función de las operaciones de la Compañía y del rendimiento de sus activos y negocios.

Costo de las nuevas tecnologías

La industria petrolera se caracteriza por rápidos e importantes avances tecnológicos y por la introducción de nuevos productos y servicios que utilizan nuevas tecnologías. Otras compañías petroleras pueden disponer de mayores recursos financieros, técnicos y de personal que les ofrezcan ventajas tecnológicas y que en el futuro, les permitan implantar nuevas tecnologías antes que la Compañía. No puede garantizarse que la Compañía sea capaz de responder a esas presiones competitivas y aplicar esas tecnologías a tiempo o a un costo aceptable. Si la Compañía implanta dichas tecnologías, no hay garantías de que lo haga con éxito. Una o varias de las tecnologías utilizadas actualmente por la Compañía o implantadas en el futuro pueden tornarse obsoletas. En tal caso, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse afectados de forma adversa y material. Si la Compañía no puede utilizar la tecnología más avanzada disponible en el mercado o no consigue implantar determinadas tecnologías, su negocio, situación financiera y resultados de explotación también podrían verse afectados negativamente casi que de forma significativa.

Ganancias de la Compañía

Las políticas contables de la Compañía se ajustan a las NIIF, que constituyen principios contables generalmente aceptados en Canadá. La contabilidad con arreglo a las NIIF puede dar lugar a cargos no monetarios y/o depreciaciones de los activos netos en los estados financieros trimestrales. Del mismo modo, también pueden registrarse ocasionalmente ganancias no monetarias y reversiones de amortizaciones de activos. La volatilidad de la cuenta de resultados resultante de dichas ganancias y pérdidas no monetarias con arreglo a las NIIF puede ser vista desfavorablemente por el mercado y podría dar lugar a una incapacidad para obtener préstamos y/o podría provocar una caída del precio de las Acciones Ordinarias.

Ajustes contables

La presentación de la información financiera de conformidad con las NIIF exige que la gerencia aplique determinadas políticas contables y realice ciertas estimaciones e hipótesis que afectan a los importes presentados en los estados financieros consolidados de la Compañía. Las políticas contables pueden dar lugar a cargos no monetarios en los ingresos netos y reducciones del valor de los activos netos en los estados financieros consolidados. Dichos cargos no monetarios y amortizaciones pueden ser vistos desfavorablemente por el mercado y pueden dar lugar a la imposibilidad de obtener préstamos y/o a un descenso del precio de las Acciones Ordinarias de la Compañía.

El descenso de los precios del petróleo y el gas puede aumentar el riesgo de depreciación de las inversiones en propiedades de Parex en este sector. Con arreglo a las NIIF, los costos de propiedad, planta y equipo se agregan en grupos conocidos como Unidades Generadoras de Efectivo ("CGU") para las pruebas de deterioro. Las CGU se revisan para detectar indicadores de que el valor contable de la CGU pueda superar su valor recuperable. Si existen indicios de deterioro, se estima entonces el valor recuperable de la CGU. El valor recuperable de una CGU

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

se define como el mayor valor entre el valor razonable de la CGU, menos los costos de venta y su valor en uso. Si el valor contable supera su valor recuperable, se registra una pérdida por deterioro en el resultado neto global del período para reducir el valor contable de la CGU a su valor recuperable. Aunque estas pérdidas de valor no afectarían al flujo de fondos de las operaciones, el cargo al resultado neto global podría ser visto desfavorablemente en el mercado.

Efectivo de subsidiarias

La capacidad de la Compañía para obtener efectivo de sus subsidiarias extranjeras puede verse restringida. En la actualidad, la Compañía realiza todas sus operaciones a través de sus subsidiarias y sucursales extranjeras. Por lo tanto, la Compañía dependerá del flujo de fondos de las operaciones de estas subsidiarias para hacer frente a sus obligaciones y/o pagar cualquier dividendo futuro. La capacidad de sus subsidiarias para efectuar pagos a la Compañía puede verse limitada, entre otras cosas, por: el nivel de tributación, en particular los beneficios empresariales y las retenciones fiscales, en las jurisdicciones en las que opera, la introducción de controles de cambio o restricciones a la repatriación o la disponibilidad de divisas fuertes para repatriar; y las restricciones contractuales con terceros. En la actualidad, no existen restricciones a la repatriación desde Colombia de beneficios a entidades extranjeras; sin embargo, no se puede asegurar que no se impongan restricciones a la repatriación de beneficios desde Colombia en el futuro.

Posibles conflictos de intereses

Existen posibles conflictos de intereses a los cuales los directores y funcionarios de la Compañía estarán sujetos en conexión con las operaciones de la Compañía. Algunos de los directores y funcionarios participan y seguirán participando en la búsqueda de intereses petrolíferos y de gas natural en nombre propio y en nombre de otras empresas, y pueden surgir situaciones en las que los directores y funcionarios compitan directamente con la Compañía. Los conflictos de intereses que surjan, en su caso, estarán sujetos y se regirán por los procedimientos prescritos por la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta) ("ABCA"), que exige que un director o funcionario de una sociedad que sea parte o director o funcionario de una persona que sea parte en un contrato importante o en un proyecto de contrato importante con la Compañía, o que tenga un interés importante en dicha persona, revele su interés y se abstenga de votar sobre cualquier asunto relacionado con dicho contrato, a menos que la ABCA permita lo contrario.

Controles internos

La eficacia de los controles internos es necesaria para que la Compañía presente informes financieros fiables y contribuya a evitar el fraude. Aunque la Compañía adoptará una serie de procedimientos para contribuir a garantizar la fiabilidad de sus informes financieros, incluidos los que le impone la legislación canadiense en materia de valores, la Compañía no puede estar segura de que dichas medidas garanticen que la Compañía mantendrá un control adecuado de los procesos e informes financieros. Debido a sus limitaciones inherentes, es posible que los controles y procedimientos de divulgación y los controles internos de la información financiera no impidan ni detecten tergiversaciones, e incluso los controles que se consideren eficaces sólo pueden ofrecer una garantía razonable con respecto a la elaboración y presentación de los estados financieros. La no aplicación de los controles nuevos o mejorados requeridos, o las dificultades que surjan en su aplicación, podrían perjudicar los resultados de las operaciones de la Compañía o hacer que incumpla sus obligaciones de información. Si la Compañía o sus auditores independientes descubren una debilidad material, la divulgación de ese hecho, incluso si se remedia rápidamente, podría reducir la confianza del mercado en los estados financieros de la Compañía y perjudicar el precio de cotización de las Acciones Ordinarias.

Las Declaraciones a Futuro pueden no ser precisas.

Se advierte a los accionistas e inversionistas de que no deben depender indebidamente en las declaraciones prospectivas ni en cualquier otra información financiera de carácter prospectivo. Dada su naturaleza, las declaraciones e información a futuro implican numerosos supuestos, riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos de índole general y específica que podrían llevar a que los resultados reales difieran considerablemente de aquellos sugeridos en la declaración a futuro o que contribuyan a la posibilidad de que las predicciones, proyecciones o pronósticos demuestren ser considerablemente imprecisos.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ 69 REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La información adicional de riesgos, supuestos e incertidumbres se encuentran bajo la sección "Información a Futuro" de este MD&A.

Controles internos sobre los informes financieros

Los controles y procedimientos ("DC&P") de divulgación, tal como se define en el Instrumento Nacional 52-109 Certificación de la divulgación de Presentaciones Anuales y Provisionales de los Emisores, están diseñados para proporcionar una seguridad razonable de que la información que se da a conocer en las declaraciones anuales, los documentos provisionales presentados u otros informes remitidos, o presentados por la Compañía bajo las autoridades de la legislación de valores se registra, procesa, resume y reporta dentro de los plazos especificados en la legislación de valores e incluyen controles y procedimientos diseñados para asegurar que la información a revelar requerida por el compañía en sus presentaciones anuales, los archivos provisionales u otros informes presentados o entregados en virtud de la legislación de valores se acumula y comunica a la gerencia de la Compañía, incluyendo el CEO y elCFO, en su caso, para permitir la toma de decisiones oportunas sobre la revelación requerida. El CEO y el CFO de Parex evaluaron la efectividad del diseño y la operación del DC&P de la compañía. De acuerdo con esa evaluación, el CEO y el CFO concluyen que el DC&P de Parex fue efectivo a 31 de diciembre de 2023.

El control interno sobre la información financiera ("NIIF"), tal como se define en el Instrumento Nacional 52-109, incluye aquellas políticas y procedimientos que:

1) Se relacionan con el mantenimiento de registros que, con detalle razonable, reflejan exacta y fielmente las transacciones y disposiciones de los activos de Parex;
2) Están diseñados para proporcionar una seguridad razonable de que las transacciones se registran según corresponde para permitir la preparación de estados financieros conforme a principios de contabilidad generalmente aceptados y que los ingresos y gastos de Parex se realizan de acuerdo con autorizaciones de la gerencia y de los directores de Parex; y
3) Están diseñados para proporcionar una seguridad razonable sobre la prevención o detección oportuna de la adquisición, uso o disposición de los activos de la Compañía que pudieran tener un efecto significativo en las cuentas anuales o estados financieros provisionales.

El CEO y el CFO son responsables de establecer y mantener los NIIF para Parex. Tienen, a final del año financiero que termina el 31 de diciembre de 2023, designado el ICFR o hemos dispuesto su designación bajo nuestra supervisión, para ofrecer garantía razonable en relación con la confiabilidad de los informes financieros y la preparación de estados financieros para efectos externos, de acuerdo con NIIF. El marco estructural de control que los demás funcionarios de Parex utilizaron para diseñar el NIIF de la Compañía es el Control Interno del 2013-Marco Estructural Integrado (Marco Estructural COSO) publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO). Bajo la supervisión del CEO y el CFO, Parex llevó a cabo una evaluación de la eficacia del NIIF de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 basado en el Marco COSO. De acuerdo con esta evaluación, los funcionarios concluyeron que a 31 de diciembre de 2023, Parex mantuvo unos NIIF efectivos. Cabe señalar que si bien los funcionarios de Parex creen que los controles de la Compañía ofrecen un nivel de seguridad razonable en cuanto a su eficacia, no esperan que el DC&P y el NIIF eviten todos los errores y fraudes. Un sistema de control, no importa qué tan bien concebido u operado esté, puede proporcionar una garantía solo razonable, pero no absoluta, de que se cumplen los objetivos del sistema de control.

No hubo cambios en el ICFR de Parex durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023 que haya afectado materialmente, o que sea razonablemente probable que afecte materialmente las ICFR de la Compañía.

Arreglos fuera del balance general

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La Compañía no celebró ningún acuerdo fuera de balance durante los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2023, aparte de las garantías de curso normal suscritas en forma de cartas de crédito para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus bloques. Para mayor información, referirse a la sección "Obligaciones, Compromisos y Garantías Contractuales" anterior y la nota 26 - Compromisos y Contingencias en los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021.

Instrumentos financieros y demás instrumentos

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado constan de efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivos acumulados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable. Los valores justos de los instrumentos financieros se aproximan a su valor razonable debido a sus vencimientos a corto plazo.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Transacciones con partes relacionadas

Compensación del personal gerencial clave
La compensación del personal gerencial clave, incluyendo los directores, es la siguiente:

		2023		2022
Salarios, honorarios de directores y demás beneficios	$	5.448	$	4.972
Compensación basada en acciones liquidada con patrimonio		637		709
Compensación basada en acciones liquidada en efectivo		5.841		7.984
	$	11.926	$	13.665

Transacciones con otras partes relacionadas

La Compañía no realizó ninguna transacción con partes relacionadas, con entidades externas al grupo consolidado para los años terminados el 31 de diciembre de 2023 y de 2022.

Principales políticas contables

Véase en la nota 3 - Resumen de políticas contables significativas de los estados financieros consolidados a 31 de diciembre de 2021, donde encontrará un resumen de las políticas contables significativas aplicadas por la Compañía.

Estimados contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con NIIF requiere que la Gerencia realice juicios significativos, suposiciones y estimaciones que afectan a los resultados financieros de la Compañía. La siguiente discusión describe las políticas y prácticas contables que implican el uso de estimaciones que la Compañía considera críticos en la determinación de los resultados financieros Parex.

Reservas de crudo y gas natural
La Compañía contrata evaluadores independientes de reservas para evaluar las reservas de petróleo y gas natural comprobadas y probables de la Compañía. A 31 de diciembre de 2023 y en periodos previos, las reservas de Parex fueron evaluadas por GLJ Ltd., firma de evaluadores de reservas independiente calificada. La evaluación se realizó de acuerdo con el Manual COGE y NI 51-101. El Comité de Operaciones y Reservas de la Junta Directiva de la Compañía está integrado por directores independientes cuyo mandato es administrar el proceso de evaluación de reservas.

La estimación de reservas implica el ejercicio del juicio. Las previsiones se basan en los datos de ingeniería, tasas esperadas de la producción y el momento de las futuras inversiones de capital, todas las cuales están sujetas a importantes incertidumbres e interpretaciones. La Compañía espera que con el tiempo sus estimaciones de reservas sean revisadas de manera ascendente o descendente en base a información actualizada, como los resultados de los niveles futuros de perforación, pruebas y producción. Los estimados de reservas pueden tener un impacto significativo en el ingreso neto, ya que son un componente clave en el cálculo de DD&A y en la determinación del posible deterioro de los activos. Una revisión a la baja en los estimados de reservas o un aumento en los costos estimados de desarrollo podrían dar lugar al reconocimiento de un mayor cargo de DD&A en el ingreso neto.

Los activos de petróleo y gas natural (desarrollo y producción de costos) se agregan en CGUs en base a su capacidad de generar flujos de efectivo en gran medida independientes. Si el valor en libros de la unidad generadora de efectivo excede la cantidad recuperable, que CGU se amortiza reconociendo un deterioro en el ingreso neto. El monto recuperable de un activo o CGU es el monto mayor de su valor razonable, menos los costos de venta y su valor en uso. El valor razonable menos los costos de venta se pueden determinar utilizando flujos de

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

caja netos futuros de las reservas comprobadas más probables utilizando precios y costos proyectados. La revisión a la baja de los estimados de deuda pueden ocasionar el reconocimiento de deterioros cargados al ingreso neto.

Las reversiones de afectaciones se reconocen cuando se ha producido un aumento posterior en el importe recuperable. En este caso, el valor en libros del activo o unidad generadora de efectivo se incrementa hasta su valor recuperable revisado, con una inversión por deterioro reconocido en el ingreso neto.

Desmontaje y pasivos ambientales
La Compañía está obligada a reconocer un pasivo por futuro desmantelamiento, retiro del servicio, del medio ambiente, el abandono y los costos de reparación de daños por alteraciones asociadas con propiedades de petróleo y gas natural de la Compañía de conformidad con las leyes existentes, contratos u otras políticas. El valor razonable del pasivo de desmontaje y ambiental se registra como un pasivo a largo plazo, con el correspondiente aumento en el valor en libros del activo a largo de larga vida útil asociado, que se agota en una base de unidades de producción a lo largo de la vida de las reservas. El pasivo se ajusta en cada periodo de reporte para reflejar el paso del tiempo, con la acumulación contable cargada a los ingresos netos y para las revisiones en los flujos de caja futuros estimados. Los costos reales incurridos en la liquidación de las obligaciones se cargan contra el pasivo.

Los pasivos ambientales y de desmontaje se determinan usando la mejor estimación de los costos de gestión, teniendo en cuenta el método anticipado y el alcance de la restauración en consonancia con los requisitos legales, los avances tecnológicos, las prácticas de la industria y el posible uso del sitio. Dado que estas estimaciones son específicas de los sitios involucrados, hay muchas suposiciones que subyacen el pasivo ambiental y el desmontaje total de la Compañía. Estos supuestos individuales pueden estar sujetos a cambios basados en la experiencia. Las tecnologías y los costos de restauración están cambiando constantemente, al igual que las consideraciones normativas, políticas, ambientales, de seguridad y de relaciones públicas. La Compañía estima los costos futuros de desmontaje y ambientales sobre la base de las estimaciones actuales ajustadas por inflación. Esta estimación de la inflación también está sujeta a la incertidumbre de la gerencia.

Impuesto corriente y diferido.
La Compañía sigue el método de contabilidad de pasivos para el impuesto a la renta. Bajo este método, los activos y pasivos tributarios futuros se determinan con base en las diferencias entre los reportes financieros y la base tributaria de los activos y pasivos y se miden utilizando las tarifas y leyes tributarias promulgadas sustancialmente que estén vigentes cuando se espere la reversión de las diferencias. El efecto del cambio en las tasas del impuesto a la renta en los pasivos y activos diferidos se reconocen en los ingresos netos en el periodo en que se da el cambio. Los activos de impuesto diferido se reconocen solo en la medida en haya suficiente ingreso gravable futuro en la jurisdicción aplicable para permitir que se realicen los activos del impuesto diferido a realizar.

La determinación de los ingresos de la Compañía y otros pasivos por impuestos requiere la interpretación de las leyes y regulaciones complejas de múltiples jurisdicciones. Las tasas también se ven afectadas por los cambios legislativos. Todas las declaraciones de impuestos están sujetas a la auditoría y la reevaluación potencial después de un lapso de tiempo considerable. En consecuencia, el impuesto sobre la renta real puede diferir significativamente del estimado y registrado en los estados financieros. Las estimaciones del impuesto a la renta corriente de períodos intermedios también están sujetas a una incertidumbre adicional. Una variedad de factores no se puede conocerse sino hasta fin de año y, por lo tanto, se usan estimaciones para la provisión de impuestos actuales de períodos intermedios.

Compensación basada en acciones
La Compañía registra los castos de compensación basada en acciones utilizando el método de valor razonable. El valor razonable de una opción de compra se calcula a la fecha del otorgamiento y se carga a gastos durante la vigencia en que se otorga la opción. La Compañía registra la compensación basada en acciones acumulada como superávit aportado. Cuando se ejercen las opciones de compra, el superávit aportado se reduce y el capital social se aumenta en el monto de la compensación basada en acciones acumulada de la opción ejercida. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de las opciones de compra de acciones se acredita al capital social.

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

La determinación de los gastos de compensación basada en acciones se basa en suposiciones con respecto a la volatilidad de las acciones, tasas de interés libres de riesgo y la vida esperada de las opciones de compra. Estos supuestos, dada su naturaleza, se encuentran sujetos a la incertidumbre de medición.

El valor razonable de una CRSU se calcula utilizando el precio en el mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión y se aplica a gastos durante el periodo de maduración de la CRSU.

De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o reducciones en el valor razonable de las CRSU arrojan un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada de un derecho que se pierde se ajusta al reducir el costo de compensación en el periodo de la pérdida.

Las PSU se pueden otorgar con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de otorgamiento según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Con base en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado entre 0-2x a las unidades de suministro de energía elegibles para conferirse al final del período de desempeño. El gasto reconocido durante el período de consolidación de las PSU es el valor razonable de las PSU con un factor de ajuste estimado.

El valor razonable de una DSU se calcula utilizando el precio en el mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión y se aplica a gastos de inmediato. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o reducciones en el valor razonable de las DSU arrojan un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada de un derecho que se pierde se ajusta al reducir el costo de compensación en el periodo de la pérdida.

Las obligaciones por pagos de efectivo bajo los planes CosRSU y CosPSU se acumulan como gastos de compensación durante el período de consolidación con base en el valor razonable de CosRSU y CosPSU. El valor razonable de CosRSU y CosPSU es equivalente al valor de cotización de una acción ordinaria de la Compañía en la fecha de valoración.

Plusvalía

La plusvalía representa el exceso del precio de compra sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos y se evalúan por deterioro anualmente el 31 de diciembre de cada año. Para las pruebas de deterioro, se asigna plusvalía a cada una de las CGU de la Compañía, o grupos de CGU que se espera se beneficien de la adquisición y se somete a pruebas como se describe en la política de deterioro de la Compañía. El monto recuperable de un activo o CGU es el monto mayor de su valor en uso y su valor razonable, menos los costos de enajenación ("FVLCD").

El valor en uso se determina estimando el valor presente de los flujos de caja netos futuros antes de impuestos que se espera resulten del uso continuo del activo o CGU. FVLCD se basa en la información disponible del mercado, en la medida en que aplique. En ausencia de dicha información, el FVLCD se determina utilizando los flujos de caja netos futuros con descuento de las reservas comprobadas más probables, utilizando los precios y costos de proyección. La revisión a la baja de los estimados de reservas pueden ocasionar el reconocimiento de un cargo de deterioro de plusvalía en las ganancias netas.

Estos cálculos exigen el uso de estimados y supuestos y se encuentran sujetos a cambios en la medida en que se cuente con nueva información, incluyendo datos sobre los precios futuros de los artículos de consumo, la cantidad de las reservas y las tasas de descuento, al igual que los costos futuros de desarrollo y operación. Los cambios en los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable pueden afectar el valor en libros de los activos asociados o CGUs.

Pasivos derivados

Los contratos de manejo del riesgo se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se celebra el contrato de derivados, y se miden nuevamente a su valor razonable en cada fecha posterior de presentación de informes. El valor razonable del contrato de manejo del riesgo al reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Después del reconocimiento inicial, los valores razonables se basan en los precios cotizados en

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA
SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolucion 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

el mercado, en la medida en que se encuentran disponibles en mercados activos; de otra manera, los valores justos se estiman de acuerdo con los precios en el mercado en la fecha de reporte para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

Remediación legal ambiental y demás asuntos contingentes.
Con respecto de estos asuntos, la Compañía debe determinar si la pérdida es probable, de acuerdo con el juicio y la interpretación de las leyes y reglamentos y si dicha pérdida se puede estimar de manera razonable. Cuando se determina dicha pérdida, se carga al ingreso neto. La gerencia monitorea continuamente los asuntos conocidos y potenciales y realiza las provisiones del caso con cargos a los ingresos netos cuando las circunstancias lo ameritan.

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA
Traductor e Interprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

DIRECTORES

Wayne Foo
Presidente de la Junta

Robert Engbloom
Director Ejecutivo

Lynn Azar

Lisa Colnett

Sigmund Cornelius

G.R. (Bob) MacDougall

Glenn McNamara

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

FUNCIONARIOS Y MIEMBROS SENIOR EJECUTIVOS

Imad Mohsen
Presidente y CEO

Daniel Ferreiro
Presidente y Gerente de País

Parex Resources Colombia

Sanjay Bishnoi
Director Financiero y Secretario Corporativo

Eric Furlan
Director Operativo (COO).

Mike Kruchten
Vicepresidente Sr, de Mercados de Capital y Planificación Corporativa

Joshua Share
Vicepresidente Sr. de Servicios Corporativos

OFICINAS CORPORATIVAS

Parex Resources Inc.
2700, Eight Avenue Place, West Tower 585 8 avenue S.W.,
Calgary,
Alberta, Canada, T2P 1G1

Tel: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OFICINAS OPERATIVAS

Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A,
Bogotá, Colombia

Tel: 571-629-1716
Fax: 571-529-1786

AUDITORES

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

ASESOR LEGAL

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADOR

Computershare Trust Company of Canadá
Calgary, Alberta

EVALUADORES DE RESERVAS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

RELACIONES CON INVERSIONISTAS

Mike Kruchten

Vicepresidente de Mercado de Capitales Sr.
y Planificación Corporativa

Tel: 403-517-1733

Steven Eirich
Relaciones con los Inversionistas y Comunicaciones
Asesor

Tel: 587-293-3286

Correo electrónico:
investor.relations@parexresources.com

Página web: www.parexresources.com

NOTARIA 69 DE BOGOTÁ
REPÚBLICA DE COLOMBIA

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductor e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

Traducción oficial hecha el 15 de abril de 2024 por Sandra Adalia Méndez Prada, Traductora e Intérprete Oficial con Licencia No. 0265 del 18 de agosto de 2008. Esta es una traducción fiel y exacta del documento original, cuya copia permanece en mis archivos para fines de verificación.

Katie Bernard
Vicepresidente, Nuevas Empresas

ABREVIACIONES

Crudo y Líquidos de Gas Natural	
Bbl(s)	Barriles
Mbbls	Mil barriles
Bbl(s)/d	Barriles de crudo por día
BOE o boe	Barril de equivalente de crudo, utilizando el factor de conversión de 6 Mcf: 1 bbl
Boe/d	Barriles de equivalente de crudo por día
Mcf	Mil pies cúbicos
Mcf/d	Mil pies cúbicos por día

Otro	
WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
Kms	Kilómetros
FFO	Flujo de fondos de las operaciones

Los "BOE" pueden tergiversarse, particularmente si se usan de manera aislada. La relación de conversión de BOE de seis mil pies cúbicos de gas natural por un barril de equivalente de crudo (6 mcg: 1 bbl) se basa en el método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente en la punta del quemador y no tiene como fin representar una equivalencia de valor en el cabezal de pozo.

SANDRA ADALIA MÉNDEZ PRADA
Traductora e Intérprete Oficial
Resolución 0265 del
18 de Agosto de 2008

MAVM 922-e3f89fe0

NOTARÍA 69 DE BOGOTÁ

AUTENTICACIÓN FIRMA REGISTRADA

El (La) suscrito (a) Notario (a) certifica que la firma de

SANDRA ADALIA MENDEZ PRADA

con C.C. 43751886

que aparece en el presente documento, corresponde a la que se encuentra registrada en esta Notaría. Previa confrontación de las dos.

Verifique en www.notariaenlinea.com

nij2b

Bogotá D.C. 2024-04-16 08:53:43

Art. 73 Decreto 960/1970

MARIA INES PANTOJA PONCE

NOTARIA 69 DEL CIRCULO DE BOGOTÁ D.C.

SESENTA Y NUEVE

MARIA INES PANTOJA PONCE

NOTARIA

CIRCULO DE BOGOTA D.C.



MANAGEMENT'S REPORT

Management is responsible for the reliability and integrity of the consolidated financial statements, the notes to the consolidated financial statements, and other financial information presented elsewhere in this annual report.

The consolidated financial statements were prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards"). Since a precise determination of many assets and liabilities is dependent on future events, the timely preparation of financial statements requires that management make estimates and assumptions and use judgment. When alternative accounting methods exist, management has chosen those that it deems most appropriate in the circumstances.

PricewaterhouseCoopers LLP were appointed by the Company's shareholders to express an audit opinion on the consolidated financial statements. Their examination included such tests and procedures as they considered necessary to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

The Board of Directors is responsible for overseeing that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises this responsibility through the Finance & Audit Committee. The Finance & Audit Committee recommends appointment of the external auditors to the Board, evaluates their independence and approves their fees. The Finance & Audit Committee meets regularly with management and the external auditors to oversee that management's responsibilities are properly discharged, to review the consolidated financial statements and recommend that the consolidated financial statements be presented to the Board for approval. The external auditors have full and unrestricted access to the Finance & Audit Committee to discuss their audit and their findings.

"signed"	"signed"
Imad Mohsen	Cameron Grainger
President and Chief Executive Officer	Chief Financial Officer

March 4, 2025

Independent auditor's report

To the Shareholders of Parex Resources Inc.

Our opinion

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Parex Resources Inc. and its subsidiaries (together, the Company) as at December 31, 2024 and 2023, and its financial performance and its cash flows for the years then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board (IFRS Accounting Standards).

What we have audited
The Company's consolidated financial statements comprise:

- the consolidated balance sheets as at December 31, 2024 and 2023;
- the consolidated statements of comprehensive income for the years then ended;
- the consolidated statements of changes in equity for the years then ended;
- the consolidated statements of cash flows for the years then ended; and
- the notes to the consolidated financial statements, comprising material accounting policy information and other explanatory information.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Our responsibilities under those standards are further described in the ***Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements*** section of our report.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Independence
We are independent of the Company in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the consolidated financial statements in Canada. We have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2024. These matters were

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
T.: +1 403 509 7500, F.: +1 403 781 1825, Fax to mail: ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" refers to PricewaterhouseCoopers LLP, an Ontario limited liability partnership.

addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Key audit matter	How our audit addressed the key audit matter
The impact of oil and natural gas reserves on net property, plant and equipment (PP&E) ***Refer to note 2 – Basis of preparation, significant accounting estimates and judgments, note 3 – Summary of material accounting policies, note 4 – Determination of fair values and note 8 – Property, plant and equipment to the consolidated financial statements.*** The Company had $1,419 million of net PP&E as at December 31, 2024. Depletion, depreciation and amortization (DD&A) expense was $216 million for the year then ended. PP&E within each cash generating unit (CGU) is depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated forecast costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. Costs of major development projects are excluded from the costs subject to depletion until they are available for use. The proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development and operating costs, and future production costs are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators (management's experts). For the purpose of impairment testing, assets are grouped into the smallest group of assets that generates cash inflows from continuing use that are largely independent of the cash inflows of other assets or groups of assets. The carrying amounts of the Company's long-term assets are reviewed at each reporting date to determine whether there are any indicators of impairment. If an indicator of impairment exists, management estimates the	Our approach to addressing the matter included the following procedures, among others: • Tested how management determined the recoverable amounts for the Aguas Blancas and Boranda/Fortuna CGUs and DD&A expense for a sample of CGUs, which included the following: – Evaluated the appropriateness of the method used by management in making these estimates. – Tested the data used in determining these estimates. – Evaluated the reasonableness of the assumptions used in developing the underlying estimates: o Proved plus probable reserves, production forecasts, future development and operating costs, and future production costs by considering the past performance of the relevant CGUs, and whether these assumptions were consistent with evidence obtained in other areas of the audit. o Future commodity prices by comparing those forecasts with third party industry forecasts. o The discount rates, through the assistance of professionals with specialized skill and knowledge in the field of valuation. – Recalculated the unit-of-production rates used to calculate the DD&A expense.

Key audit matter	How our audit addressed the key audit matter
recoverable amount of the asset or CGU. Impairment loss is recognized if the carrying amount of an asset or its CGU exceeds its estimated recoverable amount. The recoverable amount of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal (FVLCD). The FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future after tax net cash flows, which are based on the following assumptions: proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development and operating costs, future production costs and discount rates. An indication of impairment was identified for the Aguas Blancas and the Boranda/Fortuna CGUs for the year ended December 31, 2024 and an impairment test was performed. The Company determined that the carrying amount for each of the Aguas Blancas and Boranda/Fortuna CGUs exceeded its recoverable amount and an impairment of $78.4 million was recorded. The recoverable amounts were determined using fair value less cost of disposal. Determining the proved and probable reserves requires significant judgment. We determined that this a key audit matter due to (i) the significant judgment made by management, including the use of management's experts, when developing the assumptions to determine the recoverable amounts of the Aguas Blancas and Boranda/Fortuna CGUs and the proved plus probable oil and natural gas reserves; and (ii) a high degree of auditor judgment, subjectivity and effort in performing procedures relating to the assumptions.	– Recalculated the recoverable amounts used in the impairment models to calculate the impairment expense. • The work of management's experts was used in performing the procedures to evaluate the reasonableness of the proved plus probable reserves, production forecasts, future production costs, future development and operating costs and future commodity prices used to determine the DD&A expense and the recoverable amounts of the Aguas Blancas and Boranda/Fortuna CGUs. As a basis for using this work, the competence, capabilities and objectivity of management's experts was evaluated, the work performed was understood and the appropriateness of the work as audit evidence was evaluated. The procedures performed also included evaluation of the methods and assumptions used by management's experts, tests of the data used by management's experts and an evaluation of their findings.

Other information

Management is responsible for the other information. The other information comprises the Management's Discussion and Analysis.

Our opinion on the consolidated financial statements does not cover the other information and we do not express any form of assurance conclusion thereon.

In connection with our audit of the consolidated financial statements, our responsibility is to read the other information identified above and, in doing so, consider whether the other information is materially inconsistent with the consolidated financial statements or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated.

If, based on the work we have performed, we conclude that there is a material misstatement of this other information, we are required to report that fact. We have nothing to report in this regard.

Responsibilities of management and those charged with governance for the consolidated financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in accordance with IFRS Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the consolidated financial statements, management is responsible for assessing the Company's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Company or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those charged with governance are responsible for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with Canadian generally accepted auditing standards will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.



As part of an audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.
- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern.
- Evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.
- Plan and perform the group audit to obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business units within the Company as a basis for forming an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and review of the audit work performed for purposes of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with relevant ethical requirements regarding independence, and to communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We describe these matters in our auditor's report unless law or regulation precludes public disclosure about the matter or when, in extremely rare circumstances, we determine that a matter should not be communicated in our report because the adverse consequences of doing so would reasonably be expected to outweigh the public interest benefits of such communication.

The engagement partner on the audit resulting in this independent auditor's report is Ryan Lundeen.

/s/PricewaterhouseCoopers LLP

Chartered Professional Accountants

Calgary, Alberta
March 4, 2025

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
Consolidated Balance Sheets

As at (thousands of United States dollars)	NOTE	December 31, 2024	December 31, 2023
ASSETS			
Current assets			
Cash and cash equivalents	**21**	**$ 98,022**	$ 140,352
Restricted cash and cash equivalents	**21**	**581**	—
Accounts receivable	**5**	**82,686**	118,567
Prepaids and other current assets		**29,042**	44,990
Current income tax receivable	**19**	**33,595**	29,012
Crude oil inventory	**6**	**2,017**	4,254
		245,943	337,175
Exploration and evaluation	**7**	**116,928**	211,590
Property, plant and equipment	**8**	**1,419,301**	1,338,175
Long-term inventory	**9**	**199,474**	204,701
Other long-term assets	**21**	**11,489**	3,556
Deferred tax asset	**19**	**88,475**	246,678
Goodwill	**12**	**73,452**	73,452
		$ 2,155,062	$ 2,415,327
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY			
Current liabilities			
Accounts payable and accrued liabilities		**$ 170,731**	$ 252,148
Derivative financial instruments	**24**	**1,160**	—
Current portion of decommissioning and environmental liabilities	**16**	**14,655**	6,000
		186,546	258,148
Bank debt	**10**	**60,000**	90,000
Lease obligation	**11**	**4,622**	5,736
Cash settled share-based compensation liabilities	**15**	**9,553**	16,284
Decommissioning and environmental liabilities	**16**	**63,020**	89,732
		323,741	459,900
Shareholders' equity			
Share capital	**17**	**632,899**	660,817
Contributed surplus		**20,024**	19,248
Retained earnings		**1,178,398**	1,275,362
		1,831,321	1,955,427
		$ 2,155,062	$ 2,415,327

Commitments and Contingencies (note 26)
Subsequent Events (note 28)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Approved by the Board:

"signed"	"signed"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

Consolidated Statements of Comprehensive Income

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars, except per share amounts)	NOTE	2024	2023
Oil and natural gas sales[1]	**13**	**$ 1,280,029**	$ 1,408,703
Royalties		**(201,418)**	(244,703)
Net revenue		**1,078,611**	1,164,000
Other revenue[1]	**13**	**8,157**	6,314
Commodity risk management contracts (loss)	**24**	**(1,160)**	—
Revenue		**1,085,608**	1,170,314
Expenses			
Production		**255,278**	207,129
Transportation		**65,745**	68,306
Purchased oil		**904**	4,583
General and administrative		**68,908**	61,077
Impairment of exploration and evaluation assets	**7**	**54,085**	82,858
Impairment of property, plant and equipment assets	**8**	**78,417**	59,682
Impairment of long-term inventory	**9**	**10,000**	—
Equity settled share-based compensation expense	**17**	**878**	1,043
Cash settled share-based compensation expense	**18**	**584**	29,321
Depletion, depreciation and amortization	**8**	**215,770**	194,229
Other expenses[1]		**6,227**	2,582
Foreign exchange loss	**24**	**5,447**	5,486
		762,243	716,296
Finance (income)[1]	**14**	**(4,315)**	(14,055)
Finance expense[1]	**14**	**18,408**	13,834
Net finance expense		**14,093**	(221)
Income before income taxes		**309,272**	454,239
Income tax expense (recovery)			
Current tax expense	**19**	**90,389**	155,683
Deferred tax expense (recovery)	**19**	**158,203**	(160,753)
		248,592	(5,070)
Net income and comprehensive income for the year		**$ 60,680**	$ 459,309
Basic net income per common share	**20**	**$ 0.60**	$ 4.32
Diluted net income per common share	**20**	**$ 0.60**	$ 4.32

[1] Certain comparative figures have been reclassified to conform with the current period's presentation as described in Note 2.

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Changes in Equity

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)		**2024**		2023
Share Capital				
Balance, beginning of year	**$**	**660,817**	$	682,718
Issuance of common shares under share-based compensation plans		**411**		5,956
Repurchase of shares		**(28,329)**		(27,857)
Balance, end of year	**$**	**632,899**	$	660,817
Contributed Surplus				
Balance, beginning of year	**$**	**19,248**	$	20,334
Share-based compensation		**878**		1,043
Options and RSUs exercised		**(102)**		(2,129)
Balance, end of year	**$**	**20,024**	$	19,248
Retained earnings				
Balance, beginning of year	**$**	**1,275,362**	$	1,011,940
Net income for the year		**60,680**		459,309
Repurchase of shares		**(45,460)**		(77,211)
Dividends		**(112,184)**		(118,676)
Balance, end of year		**1,178,398**		1,275,362
	$	**1,831,321**	$	1,955,427

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Cash Flows

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)	NOTE	2024	2023
Operating activities			
Net income		**$ 60,680**	$ 459,309
Add (deduct) non-cash items			
Depletion, depreciation and amortization	**8**	**215,770**	194,229
Non-cash finance expense	**14**	**9,273**	8,279
Equity settled share-based compensation expense	**17**	**878**	1,043
Cash settled share-based compensation expense	**18**	**584**	29,321
Deferred tax expense (recovery)	**19**	**158,203**	(160,753)
Impairment of exploration and evaluation assets	**7**	**54,085**	82,858
Impairment of property, plant and equipment assets	**8**	**78,417**	59,682
Impairment of long-term inventory	**9**	**10,000**	—
Unrealized foreign exchange loss (gain)	**24**	**29,603**	(6,453)
Unrealized loss on commodity risk management contracts	**24**	**1,160**	—
Loss on settlement of tangible assets		**1,987**	68
Loss on settlement of decommissioning liabilities	**16**	**1,593**	199
Net change in assets and liabilities	**21**	**(52,318)**	(291,311)
Cash provided by operating activities		**569,915**	376,471
Investing activities			
Property, plant and equipment expenditures	**8**	**(221,250)**	(310,933)
Exploration and evaluation expenditures	**7**	**(126,445)**	(172,410)
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**9**	**(4,773)**	(39,430)
Net change in non-cash working capital	**21**	**(39,775)**	(12,742)
Cash (used in) investing activities		**(392,243)**	(535,515)
Financing activities			
Common shares repurchased	**17**	**(73,789)**	(105,068)
Dividends	**17**	**(112,184)**	(118,676)
Bank debt (repayment) borrowing	**10**	**(30,000)**	90,000
Issuance of common shares under equity-settled plans	**17**	**309**	3,827
Payments on lease obligation	**11**	**(681)**	(712)
Net change in non-cash working capital	**21**	**1,449**	—
Cash (used in) financing activities		**(214,896)**	(130,629)
Decrease in cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents for the year		**(37,224)**	(289,673)
Impact of foreign exchange on foreign currency-denominated cash balances		**(4,897)**	14,579
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, beginning of year	**21**	**143,908**	419,002
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, end of year	**21**	**$ 101,787**	$ 143,908

Supplemental Disclosure of Cash Flow Information (note 21)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

1. Corporate Information

Parex Resources Inc. and its subsidiaries ("Parex" or "the Company") are in the business of the exploration, development, production and marketing of oil and natural gas in Colombia.

Parex Resources Inc. is a publicly traded Company, incorporated and domiciled in Canada. Its registered office is at 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. The Company was incorporated on August 17, 2009, pursuant to the Business Corporations Act (Alberta).

The consolidated financial statements were approved by the Board of Directors on March 4, 2025.

2. Basis of Preparation, Significant Accounting Estimates and Judgements

a) Statement of compliance

These consolidated financial statements have been prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards").

The policies applied in these consolidated financial statements are based on IFRS Accounting Standards issued and outstanding as of March 4, 2025, the date the Board of Directors approved the consolidated financial statements.

b) Basis of measurement

The consolidated financial statements have been prepared under the historical cost convention except for derivative financial instruments and share-based compensation transactions which are measured at fair value. The methods used to measure fair values are discussed in note 4 - Determination of Fair Values.

c) Use of management estimates, judgments and measurement uncertainty

The timely preparation of the consolidated financial statements requires that management make estimates and use judgment regarding the reported amounts of assets and liabilities and the disclosure of contingent assets and liabilities as at the date of the consolidated financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the period. Such estimates primarily relate to unsettled transactions and events as at the date of the consolidated financial statements. Accordingly, actual results could differ from estimated amounts as future confirming events occur. Significant estimates and judgments made by management in the preparation of these consolidated financial statements are outlined below:

(i) Depletion, depreciation and reserves

Depletion is based on the proved plus probable reserves as evaluated in accordance with National Instrument 51-101, *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* ("NI 51-101") and incorporating the estimated future cost of developing and extracting those. The process of estimating reserves is complex. It requires significant judgments and decisions based on available geological, geophysical, engineering, and economic data. These estimates may change substantially as additional data from ongoing development activities and production performance becomes available and as economic conditions impacting oil and gas prices and costs change. The reserve estimates are based on current production forecasts, commodity prices and future development costs. As circumstances change and additional data becomes available, reserve estimates may also change. Estimates made are reviewed and revised, either upward or downward, as warranted by the new information. Revisions of reserve estimates are often required due to changes in well performance, prices, economic conditions and governmental regulations.

Although every reasonable effort is made to determine that reserve estimates are accurate, reserve estimation is an inferential science. As a result, subjective decisions, new geological or production information and a changing environment may impact these estimates. Revisions to reserve estimates can arise from changes in year-end oil and gas prices and reservoir performance. Such revisions can be either positive or negative. Changes in reserve estimates impact the financial results of the Company as reserves and estimated future development costs are used to calculate depletion and are also used in measuring fair value less costs of disposal of property, plant and equipment for impairment calculations (see note 8 - Property, Plant and Equipment).

(ii) Determination of cash-generating units ("CGUs")
The determination of CGUs requires judgment in defining a group of assets that generate cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or groups of assets. CGUs are determined by similar geological structure, shared infrastructure, geographical proximity, commodity type, similar exposure to market risks and materiality.

(iii) Exploration and evaluation ("E&E")
The decision to transfer assets from E&E to property, plant and equipment ("PP&E") is primarily based on the estimated proved plus probable reserves used in the determination of an area's technical feasibility and commercial viability (see note 7 – Exploration and Evaluation Assets).

(iv) Decommissioning and environmental liabilities
Decommissioning and restoration costs will be incurred by the Company at the end of the operating life of certain of its assets. The ultimate decommissioning and restoration costs are uncertain, and cost estimates can vary in response to many factors including changes to relevant legal and regulatory requirements, the emergence of new restoration techniques or experience at other production sites. The expected timing and amount of expenditure can also change in response to changes in reserves, laws and regulations or their interpretation, the timing and likelihood of the settlement of the obligation, discount rates, and future interest rates. As a result, there could be significant adjustments to the provisions established which would affect future financial results. The Company uses a risk-free discount rate based on forecasted Colombia interest rates.

Liabilities for environmental costs are recognized in the period in which they are incurred, normally when the asset is developed, and the associated costs can be estimated. These liabilities are in addition to the decommissioning liabilities due to government regulations that require the Company to perform additional mitigation against the environmental issues attributed to water usage and deforestation from oil and gas activities performed. In addition, the timing of expected settlement of the environmental liabilities differs from the timing of expected settlement of the decommissioning liabilities. Refer to note 16 – Decommissioning and Environmental Liabilities.

(v) Impairment indicators and discount rate
The recoverable amounts of CGUs and individual assets have been determined as the greater of either an asset's or CGU's value in use or fair value less costs of disposal. These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. It is reasonably possible that the commodity price assumptions may change, which may impact the estimated life of the oil and natural gas reserves and the recoverable economical reserves and may require a material adjustment to the carrying value of oil and natural gas assets. The Company monitors internal and external indicators of impairment relating to its property, plant and equipment, exploration and evaluation assets and long-term inventory. Refer to note 7 – Exploration and Evaluation Assets, note 8 – Property, Plant and Equipment, note 9 - Long-Term Inventory and note 12 – Goodwill.

(vi) Share-based compensation
Compensation costs accrued for under the Company's Stock Option plan are subject to the estimation of what the ultimate payout will be using the Black-Scholes pricing model which is based on significant assumptions such as the future volatility of the market price of Parex shares and expected term of the issued stock option. Compensation costs accrued for under the Company's Cash Settled Restricted Share Units ("CRSU") plan, Cash or share settled Restricted Share Units ("CosRSU") and Performance Share Units ("CosPSU") plan and Long Duration Restricted Share Units ("LDRSU") and Performance Share Units (LDPSU") plan are measured at fair value based on the market price of Parex shares on the date of issuance. Compensation costs accrued for under the Company's Deferred Share Unit ("DSU") plan are measured at fair value based on the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the date of issuance. Refer to note 17 - Share Capital and note 18 - Cash Settled Incentive Plans.

(vii) Derivative financial asset/liability
The estimated fair value of derivative instruments and resulting derivative assets and liabilities depends on estimated forward prices and volatility in those prices and by their nature are subject to measurement uncertainty.

(viii) Income taxes
Tax interpretations, regulations and legislation in the various jurisdictions in which the Company and its subsidiaries operate are subject to change and interpretation. As such, income taxes are subject to measurement uncertainty. The Company follows the liability method for calculating deferred taxes. Assessing the recoverability of deferred tax assets requires the Company to make significant estimates related to the expectations of future cash flows from operations and the application of existing tax laws. To the extent that future cash flows and taxable income differ significantly from estimates, the ability of the Company to realize the deferred tax assets and liabilities recorded at the balance sheet date could be impacted. Additionally, changes in tax laws could limit the ability of the Company to obtain tax deductions in the future.

Deferred tax assets are recognized only to the extent that it is probable that taxable profit will be available against which the unused temporary differences can be utilized. Future projected income and future tax rates could be affected by oil prices, quantities of oil and gas reserves, and future oil and gas production. If these factors or other circumstances change, the Company would reassess its ability to record any increase or decrease in its deferred income tax asset. To the extent that actual outcomes differ from management's estimates, taxation charges or credits may arise in future periods. Refer to note 19 - Income Tax.

(ix) Business combinations, corporate and property acquisitions

Business combinations, corporate and property acquisitions are accounted for using the acquisition method of accounting whereby the assets acquired, and the liabilities assumed are recorded at fair values. The determination of fair value often requires management to make assumptions and estimates about future events. The fair value of property, plant and equipment recognized in a business combination, corporate or property acquisition is based on market values. The market value of property, plant and equipment is the estimated amount for which PP&E could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The market value of oil and natural gas interests (included in PP&E) are estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on externally prepared reserve reports. The market value of E&E assets are estimated with reference to the market values of current arm's length transactions in comparable locations. Assumptions are also required to determine the fair value of decommissioning obligations associated with the properties. Changes in any of these assumptions or estimates used in determining the fair value of acquired assets and liabilities could impact the amounts assigned to assets, liabilities and goodwill (or gain from a bargain purchase) in the acquisition equation. Future net earnings can be affected as a result of changes in future depletion and depreciation, asset impairment or goodwill impairment.

d) Change in presentation

Prior period revenue and expense items have been reclassified to conform to the current period's presentation.

Pipeline transportation revenue, that was previously included in Oil and natural gas sales, has been included in Other revenue:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)		For the year ended December 31, 2023
Oil and natural gas sales, as previously presented	$	1,414,552
Reclassification to Other revenue		(5,849)
Oil and natural gas sales, as currently presented	**$**	**1,408,703**

Revenues related to the energy generation and use of infrastructure, that were previously included in Finance income, have been included in Other revenue:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)		For the year ended December 31, 2023
Finance income, as previously presented	$	14,520
Reclassification to Other revenue		(465)
Finance income, as currently presented	**$**	**14,055**

Loss (gain) on settlement of provisions, loss (gain) on disposition of tangible assets, and other municipal taxes, that were previously included in Finance expense, have been included in Other expenses:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)		For the year ended December 31, 2023
Finance expense, as previously presented	$	16,416
Reclassification to Other expenses		(2,582)
Finance expense, as currently presented	**$**	**13,834**

3. Summary of Material Accounting Policies

The accounting policies set out below have been applied consistently to all years presented in these consolidated financial statements and have been applied consistently by the Company and its subsidiaries.

a) Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and all of its subsidiaries at December 31, 2024. The principal operating subsidiaries and their activities are:

Entity	Country of incorporation	Country of principle business activity	Ownership %	Principle business activity
Parex Resources (Colombia) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development
Verano Energy (Switzerland) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development

The above listing does not include the wholly owned holding company subsidiaries or inactive operating company subsidiaries of Parex. All companies in the Parex group are wholly owned subsidiaries.

Inter-company balances and transactions are eliminated on consolidation. Interests in joint arrangements are classified as either joint operations or joint ventures, depending on the rights and obligations of the parties to the arrangement. Joint operations arise when the Company has rights to the assets and obligations for the liabilities of the arrangement. The Company recognizes its share of assets, liabilities, revenues and expenses of a joint operation. A significant portion of the Company's operating cash flows is derived through joint operations which are involved in the development and production of crude oil in Colombia. Joint ventures arise when the Company has rights to the net assets of the arrangement. Joint ventures are accounted for under the equity method.

b) Foreign currency translation

(i) Functional and presentation currency

Items included in the consolidated financial statements are measured using the currency of the primary economic environment in which the Company operates (the "functional currency"). The consolidated financial statements are presented in United States dollars, which is the functional currency of Parex.

(ii) Transactions and balances

Foreign currency transactions are translated into the functional currency using the exchange rates prevailing at the date of the transaction. Generally, foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of foreign currency transactions and from the translation at period-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in currencies other than an operation's functional currency are recognized in the statement of comprehensive income.

c) Financial instruments

Financial instruments are recognized when the Company becomes a party to the contractual provisions of the instrument. Financial assets and liabilities are not offset unless the Company has the current legal right to offset and intends to settle on a net basis or settle the asset and liability simultaneously.

The Company characterizes its fair value measurements into a three-level hierarchy depending on the degree to which the inputs are observable, as follows:

- Level 1 inputs are quoted prices in active markets for identical assets and liabilities;
- Level 2 inputs are inputs, other than quoted prices included within Level 1, that are observable for the asset or liability either directly or indirectly; and
- Level 3 inputs are unobservable inputs for the asset or liability.

Classification and Measurement of Financial Assets

The initial classification of a financial asset depends upon the Company's business model for managing its financial assets and the contractual terms of the cash flows. There are three measurement categories into which the Company classified its financial assets:

- Amortized Cost: Includes assets that are held within a business model whose objective is to hold assets to collect contractual cash flows, and its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest;
- Fair Value through Other Comprehensive Income ("FVOCI"): Includes assets that are held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling the financial assets, where its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest; or

- Fair Value Through Profit or Loss ("FVTPL"): Includes assets that do not meet the criteria for amortized cost or FVOCI and are measured at fair value through profit or loss. This includes all derivative financial instruments.

On initial recognition, the Company may irrevocably designate a financial asset that meets the amortized cost or FVOCI criteria as measured at FVTPL if doing so eliminates or significantly reduces an accounting mismatch. On initial recognition of an equity investment that is not held-for-trading, the Company may irrevocably elect to present subsequent changes in the investment's fair value in OCI. There is no subsequent reclassification of fair value changes to earnings following the derecognition of the investment. However, dividends that reflect a return on investment continue to be recognized in net earnings. This election is made on an investment-by-investment basis.

At initial recognition, the Company measures a financial asset at its fair value and, in the case of a financial asset not at FVTPL, including transaction costs that are directly attributable to the acquisition of the financial asset. Transaction costs of financial assets carried at FVTPL are recorded as an expense in net earnings.

Financial assets are reclassified subsequent to their initial recognition only if the business model for managing those financial assets changes. The affected financial assets will be reclassified on the first day of the first reporting period following the change in the business model. A financial asset is derecognized when the rights to receive cash flows from the asset have expired or have been transferred and the Company has transferred substantially all the risks and rewards of ownership.

Impairment of Financial Assets
The Company recognizes loss allowances for Expected Credit Losses ("ECLs") on its financial assets measured at amortized cost. Due to the nature of its financial assets, the Company measures loss allowances at an amount equal to expected lifetime ECLs. Lifetime ECLs are the anticipated ECLs that result from all possible default events over the expected life of a financial asset. ECLs are a probability-weighted estimate of credit losses. Credit losses are measured as the present value of all cash shortfalls (i.e. the difference between the cash flows due to the entity in accordance with the contract and the cash flows that the Company expects to receive). ECLs are discounted at the effective interest rate of the related financial asset. The Company does not have any financial assets that contain a financing component.

As at December 31, 2024, all of the Company's receivables were outstanding for less than 90 days. The average expected credit loss on the Company's trade accounts receivable was 0.5% at December 31, 2024.

Classification and Measurement of Financial Liabilities
A financial liability is initially classified as measured at amortized cost or FVTPL. A financial liability is classified as measured at FVTPL if it is held-for-trading, a derivative, or designated as FVTPL on initial recognition. The classification of a financial liability is irrevocable.

Financial liabilities at FVTPL are measured at fair value with changes in fair value, along with any interest expense, recognized in net earnings. Other financial liabilities are initially measured at fair value less directly attributable transaction costs and are subsequently measured at amortized cost using the effective interest method. Interest expense and foreign exchange gains and losses are recognized in net earnings. Any gain or loss on derecognition is also recognized in net earnings.

A financial liability is derecognized when the obligation is discharged, cancelled or expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same counterparty with substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, it is treated as a derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. When the terms of an existing financial liability are altered, but the changes are considered non-substantial, it is accounted for as a modification to the existing financial liability. Where a liability is substantially modified it is considered to be extinguished, and a gain or loss is recognized in net earnings based on the difference between the carrying amount of the liability derecognized and the fair value of the revised liability. Where a liability is modified in a non-substantial way, the amortized cost of the liability is remeasured based on the new cash flows and a gain or loss is recorded in net earnings.

Derivative Financial Instruments
Derivative financial instruments are used to manage economic exposure to market risks relating to commodity prices, foreign currency exchange rates and interest rates. Policies and procedures are in place with respect to required documentation and approvals for the use of derivative financial instruments. Where specific financial instruments are executed, the Company assesses, both at the time of purchase and on an ongoing basis, whether the financial instrument used in the particular transaction is effective in offsetting changes in fair values or cash flows of the transaction.

Risk management assets and liabilities are derivative financial instruments classified as measured at FVTPL. Derivatives financial instruments are recorded using mark-to-market accounting whereby instruments are recorded in the consolidated balance sheets as either an asset or liability with changes in fair value recognized in net earnings as a gain or loss on risk management. The estimated fair value of all derivative instruments is based on quoted market prices or, in their absence, third-party market indications and forecasts.

d) Capital assets

(i) Exploration and evaluation

All costs directly associated with the exploration and evaluation of oil and natural gas reserves are initially capitalized. E&E costs are those expenditures for an area where technical feasibility and commercial viability have not yet been determined. These costs include unproved property acquisition costs, exploration costs, geological and geophysical costs, decommissioning costs, E&E drilling, sampling and appraisals. Costs incurred prior to acquiring the legal rights to explore an area are charged directly to comprehensive income as E&E expenses.

When an area is determined to be technically feasible and commercially viable the accumulated costs are transferred to PP&E, where they are depleted. When an area is determined not to be technically feasible and commercially viable or the Company decides not to continue with its activity, the unrecoverable costs are charged to comprehensive income as impairment of exploration and evaluation assets. Net proceeds from any disposal of an intangible exploration asset are recorded as a reduction in intangible assets.

(ii) Property, plant and equipment

All costs directly associated with the development of oil and natural gas reserves are capitalized on an area-by-area basis. Development costs include expenditures for areas where technical feasibility and commercial viability have been determined. These costs include proved property acquisitions, development drilling, completion of wells, gathering facilities and infrastructure, decommissioning and restoration costs and transfers of E&E assets.

Costs accumulated within each CGU are depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated forecast costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. Costs of major development projects are excluded from the costs subject to depletion until they are available for use.

Costs associated with office furniture, fixtures and leasehold improvements are carried at cost and depreciated on a straight-line basis over the estimated service lives of the assets, which range from 1 to 5 years.

(iii) Long-term inventory

All costs in the form of long-lead material and equipment inventory, such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment, are initially capitalized. As the assets are used, they are incorporated into the costs of the related E&E and PP&E projects.

e) Impairment of long-term assets

The carrying amounts of the Company's long-term assets, other than deferred tax assets, are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment. E&E assets are also assessed for impairment when they are reclassified to PP&E, and, if facts and circumstances suggest that the carrying amount exceeds the recoverable amount. E&E assets are allocated to related CGUs where they are assessed for impairment upon their eventual reclassification to PP&E. E&E assets not reclassified to PP&E are assessed for impairment on a block-by-block basis. Long-term inventory is assessed for impairment if facts and circumstances suggest that the carrying amount exceeds the recoverable amount. If an indication of impairment exists, management estimates the recoverable amount of the E&E assets or long-term inventory.

For the purpose of impairment testing, assets are grouped into the smallest group of assets that generates cash inflows from continuing use that are largely independent of the cash inflows of other assets or groups of assets. The recoverable amounts of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

The value in use is determined by estimating the present value of the pre-tax future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. The FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future after tax net cash flows which are based on the following assumptions: proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development and operating costs, future production costs, and discount rates. The proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development and operating costs, and future production costs are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators.

An impairment loss is recognized if the carrying amount of an asset or its CGU exceeds its estimated recoverable amount. Impairment losses are recognized in comprehensive income.

The recoverable amount of goodwill is determined as the fair value less costs of disposal using a discounted cash flow method. Goodwill is evaluated at the Colombia segment level as business combinations giving rise to goodwill do not have specifically identifiable benefits to any one CGU.

Impairment losses recognized in prior years are assessed at each reporting date for any indications that the loss has decreased or no longer exists. An impairment loss is reversed if there has been a change in the estimates used to determine the recoverable amount. An impairment loss is reversed only to the extent that the asset's carrying amount does not exceed the carrying amount that would have been determined, net of depletion and depreciation or amortization, if no impairment loss had been recognized.

f) Crude oil inventory

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

g) Purchased oil

Purchased oil includes costs to buy third party oil. The costs for third party oil are initially recorded in inventory until the crude oil title is transferred.

h) Goodwill

Goodwill is recorded on a business acquisition when the purchase price is in excess of the fair values assigned to assets acquired and liabilities assumed. Goodwill is not amortized, and an impairment test is performed annually or as events occur that could indicate impairment. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, groups of CGUs, or an operating segment expected to benefit from the acquisition. Goodwill is tested by combining the carrying amounts of property, plant and equipment, exploration and evaluation assets and goodwill and comparing this to the recoverable amount. Fair value less costs of disposal, is derived by estimating the discounted after-tax future net cash flows as described in the property, plant and equipment impairment test, plus the fair market value of undeveloped land, seismic and inventory. Value in use is assessed using the present value of the expected future cash flows. Any excess of the carrying amount over the recoverable amount is recorded as impairment. Impairment charges, which are not tax affected, are recognized in comprehensive income and are not reversed. Goodwill is reported at cost less any impairment.

i) Revenue recognition

Parex principally generates revenue from the sale of commodities, which include crude oil and natural gas. Revenue associated with the sale of commodities is recognized when control is transferred from Parex to its customers. The Company's commodity sale contracts represent a series of distinct transactions. The Company considers its performance obligations to be satisfied and control to be transferred when all the following conditions are satisfied:

- Parex has transferred title and physical possession of the commodity to the buyer;
- Parex has transferred the significant risks and rewards of ownership of the commodity to the buyer; and
- Parex has the present right to payment.

Revenue is measured based on the consideration specified in a contract with a customer and excludes amounts collected on behalf of third parties. The Company sells its production of crude oil and natural gas pursuant to variable price contracts. The transaction price for variable price contracts is based on the commodity price, adjusted for quality, location and other factors. The amount of revenue recognized is based on the agreed transaction price with any variability in transaction price recognized in the same period. The Company does not have any contracts where the period between the transfer of the promised goods or services to the customer and payment by the customer exceeds one year. As a result, Parex does not adjust its revenue transactions for the time value of money.

Parex enters into contracts with customers that can have performance obligations that are unsatisfied (or partially unsatisfied) at the reporting date. The Company applies a practical expedient of IFRS 15 and does not disclose information about remaining performance obligations that have original expected durations of one year or less, or for performance obligations where the Company has a right to consideration from a customer in an amount that corresponds directly with the value to the customer of the Company's performance completed to date. The Company also applies a practical expedient of IFRS 15 that allows any incremental costs of obtaining contracts with customers to be recognized as an expense when incurred rather than being capitalized.

Contract modifications with the Company's customers could change the scope of the contract, the price of the contract, or both. A contract modification exists when the parties to the contract approve the modification either in writing, orally, or based on the parties' customary business practices. Contract modifications are accounted for either as a separate contract when there is an additional product at a stand-alone selling price, or as part of the existing contract, through either a cumulative catch-up adjustment or prospectively over the remaining term of the contract, depending on the nature of the modification and whether the remaining products are distinct.

The Company's revenue transactions do not contain significant financing components.

Parex generates other revenue from non-core activities including pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure. Other revenue is recognized when it is probable that the economic benefits will flow to the entity, the amount can be measured reliably and is measured at the fair value of the consideration received or receivable.

j) Equity settled share-based compensation

The Company has an incentive stock option plan pursuant to which the Company may issue options for certain employees, officers and directors as described in note 17 - Share Capital. The Company records share-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option granted is calculated at the grant date using the Black-Scholes pricing model and expensed over the vesting period of the option. The Company determines an appropriate forfeiture rate by examining the history of its forfeitures. The Company records the cumulative share-based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated share-based compensation for the exercised security. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital.

Upon the exercise of the options the consideration paid together with the amount previously recognized in contributed surplus is recorded as an increase to share capital.

k) Cash settled share-based compensation

The Company has a Cash Settled Restricted Share Unit ("CRSUs") plan which allows the Company to issue CRSUs to certain employees of Parex Colombia as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash under the foreign subsidiaries' CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is equal to the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

The Company has a Deferred Share Unit ("DSU") plan which allows the Company to issue DSUs to all non-employee directors of Parex Resources Inc., as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. As DSUs vest immediately on issuance, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately on issuance based on the fair value of the DSUs. The fair value of DSUs at each reporting period is equal to the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a unit that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

The Company has a Cash or Share Settled Restricted Share Unit/Performance Share Unit ("CosRSU/CosPSU") incentive plan to issue CosRSUs and CosPSUs to certain employees of Parex Canada as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash or settlement of shares under the CosRSUs and CosPSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of the CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is equal the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CosRSUs and CosPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CosRSUs and CosPSUs liability can be settled in cash or by the issuance of common shares at the election of the employee.

The Company has a Long Duration Restricted Share Unit/Performance Share Unit ("LDRSU/LDPSU") incentive plan to issue LDRSUs and LDPSUs to certain employees of Parex Canada as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash or settlement of shares under the LDRSUs and LDPSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of the LDRSUs and LDPSUs. The fair value of LDRSUs and LDPSUs is equal the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the LDRSUs and LDPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The LDRSUs and LDPSUs liability can be settled in cash or by the issuance of common shares at the election of the employee.

l) Provisions

A provision is recognized if, as a result of a past event, the Company has a current legal or constructive obligation that can be estimated reliably, and it is probable that an outflow of economic benefits will be required to settle the obligation. Provisions are determined by discounting the expected future cash flows at a pre-tax rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the liability. Provisions are not recognized for future operating losses.

m) Decommissioning and environmental liabilities

The Company's activities give rise to dismantling, decommissioning, environmental, abandonment and site disturbance remediation activities. Provisions are made for the estimated cost of the future site restoration and capitalized in the relevant asset category.

Decommissioning and environmental liabilities are measured at the present value of management's best estimate of the cost and future timing of the expenditure required to settle the present obligation at the balance sheet date using a risk-free discount rate. Subsequent to the initial measurement, the obligation is adjusted at the end of each period to reflect the passage of time and changes in the estimated future cash flows underlying the obligation. The increase in the provision due to the passage of time is recognized as a finance expense whereas increases (decreases) due to changes in the estimated future cash flows are capitalized. Actual costs incurred upon settlement of the decommissioning and environmental liabilities are charged against the provision to the extent the provision was established.

n) Operating Segments

Management has determined the operating segments based on information regularly reviewed for the purposes of decision making, allocating resources and assessing operational performance by the Company's chief operating decision makers. The operating segments are Canada and Colombia. The Company evaluates the financial performance of its operating segments primarily based on operating cash flow.

o) Finance income and expense

Finance expense comprises credit facility interest related to the drawn credit facility, standby fees related to the undrawn credit facility, bank taxes, accretion on provisions, other and expected credit loss provision (recovery). Finance income comprises interest earned on cash and other income.

p) Other expenses

Other expenses is comprised of loss (gain) on settlement of decommissioning liabilities, loss (gain) on disposition of tangible assets, and other municipal taxes.

q) Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents is comprised of cash and other short-term highly liquid investments with maturities less than 3 months held in chartered banks in Canada and recognized financial institutions in Colombia and Switzerland with BBB+ credit ratings or higher.

r) Restricted cash and cash equivalents

Restricted cash and cash equivalents is comprised of cash and cash equivalents pledged to satisfy commitments in long term contracts. Restrictions will lapse when work obligations are satisfied pursuant to the contracts. Cash and claims to cash that are restricted as to withdrawal or use for other than current operations or are designated for expenditure to satisfy commitments pursuant to long-term contracts, are excluded from the current asset classification. The long-term portion of restricted cash and cash equivalents is included in other long-term assets on the Company's balance sheet.

s) Income taxes

Income tax expense comprises current and deferred tax. Income tax expense is recognized in comprehensive income.

Current tax is the expected tax payable on taxable income for the year, using tax rates enacted or substantively enacted at the reporting date, and any adjustment to tax payable in respect of previous years.

In general, deferred tax is recognized in respect of temporary differences arising between the tax basis of assets and liabilities and their carrying amounts in the consolidated financial statements. Deferred tax is determined on a non-discounted basis using tax rates, currency exchange rates and laws enacted or substantively enacted by the balance sheet date and expected to apply when the deferred tax asset or liability is settled. Deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that the assets can be recovered. Deferred tax is not provided on temporary differences arising on investments in subsidiaries except, in the case of subsidiaries, where the timing of the reversal of the temporary difference is controlled by the Company, and it is probable that the temporary difference will not be reversed in the foreseeable future. Deferred tax assets and liabilities are presented as non-current.

t) Per share information

Basic net income per share is calculated by dividing the income or loss attributable to common shareholders of the Company by the weighted average number of common shares outstanding during the period. Diluted net income per share is determined by adjusting the income or loss attributable to common shareholders and the weighted average number of common shares outstanding for the effects of dilutive instruments such as options granted to employees, except when the effect would be anti-dilutive.

u) Leases

Right-of-use asset ("ROU asset") and a corresponding lease obligation are recognized on the balance sheets on the date that a lease asset becomes available for use. Interest associated with the lease obligation is recognized over the lease period with a corresponding increase in the underlying lease obligation. ROU assets are depreciated on a straight-line basis over the lease term. Depreciation on ROU assets is recognized in DD&A.

ROU assets and lease obligations are initially measured on a present value basis. Lease obligations are measured as the net present value of the lease payments which may include fixed lease payments, variable lease payments and payments to exercise an extension or termination option if applicable, if the Company is reasonably certain to exercise either of those options. ROU assets are measured at cost, which is composed of the amount of the initial measurement of the lease obligation, less any incentives received. The rate implicit in the lease is used to determine the present value of the liability and ROU asset arising from a lease, unless this rate is not readily determinable, in which case the Company's incremental borrowing rate is used.

ROU assets and lease obligations are remeasured when there is a change in the future lease payments arising from a change in an index or rate or term, or if there is a change in the assessment on whether the Company will exercise an extension or termination option.

Short-term leases and leases of low-value assets are not recognized on the balance sheets and lease payments are instead recognized in the financial statements as incurred.

v) Share Capital

Common shares are classified as equity. Incremental costs directly attributable to the issuance of common shares are recognized as a deduction from equity, net of any tax effects. When the company repurchases its own common shares, share capital is reduced by the average carrying value of the shares repurchased. The excess of the purchase price over the average carrying value is recognized as a deduction from Retained Earnings. Shares are cancelled upon repurchase.

w) Dividends

Dividends on common shares are recognized in the Company's financial statements in the period in which the dividends are declared by the Board of Directors.

x) New Accounting Policies

i) Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements

On January 1, 2024, the Company adopted the amendments to IAS 1 *Presentation of Financial Statements* ("IAS 1"). The amendments clarify the requirements for the presentation of liabilities as current or non-current in the statements of financial position and specify the classification and disclosure of a liability with covenants. There was not a material impact to the Company's financial statements.

y) Future Accounting Pronouncements

The Company plans to adopt the following amendments to accounting standards, issued by the International Accounting Standards Board ("IASB"), that are effective for annual periods beginning on or after January 1, 2025. The pronouncements will be adopted on their respective effective dates.

i) Amendments to IFRS 9 Financial Instruments and IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures

In May 2024, the IASB issued amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures* related to settling financial liabilities using an electronic payment system and assessing contractual cash flow characteristics of financial assets. The amendments will be effective January 1, 2026, but are not expected to have a material impact on Parex's consolidated financial statements.

ii) IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements

In April 2024, the IASB issued IFRS 18 *Presentation and Disclosure in Financial Statements* ("IFRS 18") which will replace IAS 1 and includes requirements for all entities applying IFRS Accounting Standards for the presentation and disclosure of information in the financial statements. IFRS 18 will introduce new totals, subtotals and categories for income and expenses in the statement of income, as well as requiring disclosure about management-defined performance measures and additional requirements regarding the aggregation and disaggregation of certain information. The new guidance is expected to improve the usefulness of information presented and disclosed in the financial statements of companies. IFRS 18 will be effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027, with early adoption permitted, and it must be adopted on a retrospective basis. Parex is currently assessing the impact of this new IFRS accounting standard on its consolidated financial statements.

4. Determination of Fair Values

A number of the Company's accounting policies and disclosures require the determination of fair value for financial and non-financial assets and liabilities. Fair values have been determined for measurement and/or disclosure purposes based on the methods below. When applicable, further information about the assumptions made in determining fair values is disclosed in the notes specific to that asset or liability.

a) PP&E, exploration and evaluation and long-term inventory assets

The fair value of PP&E, exploration and evaluation, and long-term inventory assets are determined if there are indicators of impairment. The fair value of PP&E, exploration and evaluation, and long-term inventory assets is the estimated amount for which the assets could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's-length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The fair value of oil and natural gas assets (included in PP&E) is estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on the reserve reports prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators. The risk-adjusted discount rate is specific to the asset with reference to general market conditions.

b) Cash, accounts receivable, and accounts payable and accrued liabilities

The fair value of cash, accounts receivable and accounts payable and accrued liabilities is estimated as the present value of future cash flows, discounted at the market rate of interest at the reporting date. At December 31, 2024 and 2023 the fair value of these balances approximated their carrying value due to their short-term to maturity.

c) Stock options

The fair value of stock options is measured using the Black-Scholes pricing model. Measurement inputs include the share price on the measurement date, exercise price of the option, expected future share price volatility, weighted average expected life of the instruments (based on historical experience and general option-holder behavior), expected dividends, expected forfeiture rate and the risk-free interest rate (based on Government of Canada Bonds) for the relevant expected life as described in note 17 - Share Capital.

d) Cash settled restricted share units, cash or share settled restricted share units and performance share units, long duration restricted share units and performance share units and deferred share units

The fair value of CRSUs, CosRSUs and CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs, and DSUs are measured based on the market price of Parex shares on each balance sheet date. Refer to note 18 - Cash Settled Incentive Plans.

e) Derivative financial asset/liability

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair values are based on quoted market prices where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

5. Accounts Receivable

	December 31, 2024	December 31, 2023
Trade receivables	**$ 77,106**	$ 105,625
Value added taxes (VAT)	**5,580**	12,942
Total	**$ 82,686**	$ 118,567

Trade receivables consist primarily of oil sale receivables related to the Company's oil sales. VAT receivable is $5.6 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $12.9 million). All accounts receivable are expected to be received within twelve months and are thus recognized as current assets.

6. Crude Oil Inventory

	December 31, 2024	December 31, 2023
Crude oil inventory	**$ 2,017**	$ 4,254

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location. During 2024, $728.0 million (year ended December 31, 2023 - $704.4 million) of produced crude oil inventory cost was expensed to the consolidated statements of comprehensive income. Purchased crude oil is sold immediately. The cost associated with purchased oil is shown in the consolidated statements of comprehensive income as purchased oil expense.

7. Exploration and Evaluation Assets

Cost		
Balance at December 31, 2022	**$**	**115,745**
Additions and transfers from long-term inventory		172,410
Changes in decommissioning liability		6,293
Exploration and evaluation impairment		(82,858)
Balance at December 31, 2023	**$**	**211,590**
Additions and transfers from long-term inventory		126,445
Transfers to PP&E		(168,053)
Changes in decommissioning liability		1,031
Exploration and evaluation impairment		(54,085)
Balance at December 31, 2024	**$**	**116,928**

Additions and Transfers

E&E assets consist of the Company's exploration projects which are pending either the determination of proved or probable reserves or impairment. During the year ended December 31, 2024, additions of $126.4 million (year ended December 31, 2023 - $172.4 million) represent the Company's share of costs incurred on E&E assets during the period. During the year ended December 31, 2024, $168.1 million of E&E assets were transferred to PP&E related to the Arauca Block.

For the year ended December 31, 2024, $3.6 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2023 - $2.3 million) have been capitalized in respect of exploration and evaluation activities during the current period.

2024 Impairments

During 2024, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-122 Block for costs related to an exploration well which indicated technically unfeasible results at an acceptable risk tolerance. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for the LLA-122 block assets. It was determined that the impairment was $54.1 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024.

2023 Impairments

During 2023, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the VIM-43 and LLA-134 blocks for costs related to exploration wells which indicated non-economic results, the Company also had plans to relinquish the LLA-134 block. In addition, impairment includes LLA-81 block costs that were impaired on transfer to property, plant and equipment as the carrying amount exceeded its recoverable amount. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for VIM-43 and LLA-134 block assets and $12.3 million for LLA-81 block assets. It was determined that the impairment was $82.9 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2023.

The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

At December 31, 2024 and December 31, 2023, the Company did not have any E&E assets in Canada.

8. Property, Plant and Equipment

	Canada	Colombia	Total
Cost			
Balance at December 31, 2022	**$ 15,796**	**$ 3,051,099**	**$ 3,066,895**
Additions and transfers from long-term inventory	1,816	309,117	310,933
Changes in decommissioning and environmental liability	—	25,721	25,721
Balance at December 31, 2023	**17,612**	**3,385,937**	**3,403,549**
Additions and transfers from long-term inventory	3,820	217,430	221,250
Transfers from E&E assets	—	168,053	168,053
Changes in decommissioning and environmental liability	—	(14,523)	(14,523)
Balance at December 31, 2024	**$ 21,432**	**$ 3,756,897**	**$ 3,778,329**
Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization			
Balance at December 31, 2022	**$ 7,847**	**$ 1,803,653**	**$ 1,811,500**
Depletion and depreciation for the year	1,164	192,225	193,389
Depreciation - Right-of-use asset	767	73	840
DD&A included in crude oil inventory costing	—	(37)	(37)
Property, plant and equipment impairment	—	59,682	59,682
Balance at December 31, 2023	**9,778**	**2,055,596**	**2,065,374**
Depletion and depreciation for the year	1,975	212,961	214,936
Depreciation - Right-of-use asset	760	74	834
DD&A included in crude oil inventory costing	—	(533)	(533)
Property, plant and equipment impairment	—	78,417	78,417
Balance at December 31, 2024	**$ 12,513**	**$ 2,346,515**	**$ 2,359,028**
Net book value:			
As at December 31, 2022	$ 7,949	$ 1,247,446	$ 1,255,395
As at December 31, 2023	$ 7,834	$ 1,330,341	$ 1,338,175
As at December 31, 2024	**$ 8,919**	**$ 1,410,382**	**$ 1,419,301**

Additions and Transfers

During 2024, property, plant and equipment ("PPE") additions of $221.3 million mainly relate to drilling and facility costs in Colombia. During the year ended December 31, 2024, $168.1 million of E&E assets were transferred to PP&E related to the Arauca Block.

During the year ended December 31, 2023, additions of $310.9 million mainly related to drilling and facility costs in Colombia.

For the year ended December 31, 2024, future development costs of $426.7 million (year ended December 31, 2023 - $409.5 million) were included in the depletion calculation for development and production assets. For the year ended December 31, 2024, $5.0 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2023 - $7.1 million) have been capitalized in respect of development and production activities during the current period.

Impairments

The carrying amounts of the Company's PP&E assets are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment.

2024

A revision of the estimation of the total proved and probable reserves in the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, for the year ended December 31, 2024, evidenced a decline as compared to the prior year estimation. Management considered this to be an indicator of impairment and carried out an impairment review of these CGUs. No impairment indicators were noted in the other CGUs.

The Company determined that the carrying amounts of the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, exceeded their recoverable amounts and an impairment of $78.4 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2024. All other CGUs were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The recoverable amount was determined using fair value less cost of disposal. The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

The fair value was determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators at December 31, 2024. Refer to note 12 – Goodwill for the future crude oil prices used by Parex's independent reserve evaluator. There are no E&E assets associated with these CGUs. Future cash flows were discounted using a rate of 14%. As at December 31, 2024, the recoverable amount of the Aguas Blancas CGU was estimated to be $20.9 million, and the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $3.5 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment.

2023

A revision of the estimation of the total proved and probable reserves in the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin for the year ended December 31, 2023, evidenced a decline as compared to the prior year estimation. Management considered this to be an indicator of impairment and carried out an impairment review of this CGU. No impairment indicators were noted in the other CGUs.

The Company determined that the carrying amount of the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin exceeded its recoverable amount and an impairment of $59.7 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2023. All other CGUs were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The recoverable amount was determined using fair value less cost of disposal. The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

The fair value was determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators at December 31, 2023. Refer to note 12 – Goodwill for the future crude oil prices used by Parex's independent reserve evaluator. There are no E&E assets associated with this CGU. Future cash flows were discounted using a rate of 14%. As at December 31, 2023, the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $40.9 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment.

9. Long-term Inventory

The Company has long-lead material inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment.

Cost		
Balance at December 31, 2022	**$**	**165,271**
Additions		114,803
Transfers to E&E and PP&E assets		(75,373)
Balance at December 31, 2023	**$**	**204,701**
Additions		55,990
Transfers to E&E and PP&E assets		(40,028)
Transfer to production costs		(5,269)
Sale of inventory		(5,920)
Impairment		(10,000)
Balance at December 31, 2024	**$**	**199,474**

For the year ended December 31, 2024, long-term inventory additions were $56.0 million (year ended December 31, 2023 - $114.8 million). During the year ended December 31, 2024, $40.0 million (year ended December 31, 2023 - $75.4 million) of long-term inventory were incorporated into the costs of E&E and PP&E projects and $5.3 million were incorporated into production costs. During the year ended December 31, 2024, $5.9 million of long-term inventory was sold to third parties.

During 2024, the Company completed an impairment review of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than its recoverable amount and an impairment of $10.0 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024.

10. Bank Debt

	December 31, 2024	December 31, 2023
Bank debt	**$ 60,000**	$ 90,000

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2024 had a borrowing base of $240.0 million (December 31, 2023 - $200.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2024, $60.0 million (December 31, 2023 - $90.0 million) was drawn on the credit facility. The undrawn capacity on the credit facility at December 31, 2024 was $180.0 million (December 31, 2023 - $110.0 million).

The credit facility bears interest and fees based in the following manner:
(i) advances on the revolving facility bear interest at rates per annum equal to U.S. Base Rate or SOFR plus applicable margins;
(ii) advances on the operating line bear interest at rates per annum equal to Canadian Prime Rate plus applicable margins; and
(iii) undrawn amounts bear a commitment fee.

The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 21, 2026. The next annual review is scheduled to occur in May 2025.

Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1, and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all covenants at December 31, 2024.

The following table lists the Company's key financial covenant at December 31, 2024:

Covenant Description		December 31, 2024
Total Funded Debt to Adjusted EBITDA	Maximum Ratio 3.50:1	**0.31**

At December 31, 2024, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $160.7 million (December 31, 2023 - $141.0 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks (see note 26 - Commitments and Contingencies).

11. Lease Obligation

The Company has the following future commitments associated with its lease obligations:

	Canada	Colombia	Total
Balance at December 31, 2022	**$ 5,779**	**$ 1,055**	**$ 6,834**
Interest expense	43	151	194
Lease payments	(746)	(160)	(906)
Foreign exchange loss	78	270	348
Balance at December 31, 2023	**$ 5,154**	**$ 1,316**	**$ 6,470**
Interest expense	38	151	189
Lease payments	(702)	(168)	(870)
Foreign exchange (gain)	(419)	(167)	(586)
Balance at December 31, 2024	**$ 4,071**	**$ 1,132**	**$ 5,203**
Current obligation	(568)	(13)	(581)
Long-term obligation	**$ 3,503**	**$ 1,119**	**$ 4,622**

The consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024 includes expenses related to leases as follows: $0.2 million (year ended December 31, 2023 - $0.2 million) of interest expense related to the lease obligation, $0.8 million (year ended December 31, 2023 - $0.8 million) of depreciation for right-of-use assets, $0.9 million (year ended December 31, 2023 - $0.8 million) of non-lease components associated with the office lease obligation and $2.1 million (year ended December 31, 2023 - $2.2 million) related to short-term and low value leases. Total cash outflows related to the office lease obligation were $2.6 million for the year ended December 31, 2024 (year ended December 31, 2023 - $2.5 million).

12. Goodwill

	December 31, 2024	December 31, 2023
Goodwill	**$ 73,452**	$ 73,452

Impairment test of goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Significant Accounting Policies. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment.

The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded.

Valuation Techniques

The recoverable amount of the group of CGUs to which the goodwill was assigned is based on fair value less costs of disposal. The technique used in determining the recoverable amount is based on the net present value of the after-tax cash flows from oil and gas reserves of the group of CGUs based on reserves estimated by Parex's independent reserve evaluator and the fair value of undeveloped land based on estimates with consideration given to acquisition metrics of recent transactions completed on similar assets to those contained within the relevant group of CGUs. The discounting process uses a rate of return that is commensurate with the risk associated with the assets and the time value of money. This approach requires assumptions about revenue, future oil prices, tax rates and discount rates, all of which are level 3 inputs.

Significant Assumptions

Oil Reserves

Assumptions that are valid at the time of reserve estimation may change significantly when new information becomes available. Changes in forward price estimates, production costs or recovery rates may change the economic status of reserves and may ultimately result in reserves being revised.

Future Oil Prices

Oil forward price estimates are used in the cash flow model. Commodity prices have fluctuated widely in recent years due to global and regional factors including supply and demand fundamentals, inventory levels, exchange rates, weather, economic and geopolitical factors. The future oil prices used in the model are based on a forecast of crude oil prices by Parex's independent reserve evaluator.

Prices used at December 31, 2024 are as follows:

	2025	2026	2027	2028	2029	Thereafter
Brent ($US/bbl)	75.25	77.50	80.08	82.69	84.34	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	71.25	73.50	76.00	78.53	80.10	2% increase per year

Prices used at December 31, 2023 are as follows:

	2024	2025	2026	2027	2028	Thereafter
Brent ($US/bbl)	77.00	79.50	81.49	82.58	84.19	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	72.50	75.00	76.99	78.53	80.10	2% increase per year

Discount Rate

The Company assumed a discount rate in order to calculate the present value of its projected cash flows. The discount rate represented a weighted average cost of capital ("WACC") for comparable companies operating in similar industries, based on publicly available information. The WACC is an estimate of the overall required rate of return on an investment for both debt and equity owners and serves as the basis for developing an appropriate discount rate. Its determination requires separate analysis of the cost of equity and debt and considers a risk premium based on an assessment of risks related to the projected cash flows of the group of Colombia based CGUs whose revenues are denominated in USD. The after-tax discount rate used in performing the impairment test was 14% (year ended December 31, 2023 - 14%).

The fair value of the group of Colombian CGUs was in excess of its carrying value. Based on sensitivity analysis, no reasonably possible change in discount rate assumptions would cause the carrying amount of the group of Colombia CGUs to exceed its recoverable amount.

13. Oil and Natural Gas Sales and Other Revenue

The Company's oil and natural gas production sales is determined pursuant to the terms of the revenue agreements. The transaction price for crude oil and natural gas is based on the commodity price in the month of production, adjusted for quality, location, allowable deductions, if any, or other factors. Commodity prices are based on market indices that are determined on a monthly or daily basis.

The Company's oil and natural gas sales by product are as follows:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Crude oil	**$**	**1,267,178**	$	1,398,607
Natural gas		**12,851**		10,096
Oil and natural gas sales	**$**	**1,280,029**	$	1,408,703

At December 31, 2024, receivables from contracts with customers, which are included in accounts receivable, were $77.1 million (December 31, 2023 - $105.6 million).

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Other Revenue	**$**	**8,157**	$	6,314

14. Net Finance Expense

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Bank charges and credit facility fees	**$**	**3,673**	$	4,813
Interest on bank debt		**4,174**		711
Accretion on decommissioning and environmental liabilities		**9,206**		8,701
Interest and other income		**(4,315)**		(14,055)
Right-of-use asset interest		**189**		194
Expected credit loss provision (recovery)		**67**		(422)
Other		**1,099**		(163)
Net finance expense	**$**	**14,093**	$	(221)

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Non-cash finance expense	**$**	**9,273**	$	8,279
Cash finance expense (income)		**4,820**		(8,500)
Net finance expense	**$**	**14,093**	$	(221)

15. Cash Settled Share-Based Compensation Liabilities

Cash settled share-based compensation liabilities are comprised of the following:

		December 31, 2024		December 31, 2023
Long-term CosRSUs and CosPSUs payable	**$**	**4,000**	$	8,365
Long-term LDRSU and LDPSU payable		**619**		—
Long-term DSUs payable		**3,535**		5,515
Long-term CRSUs payable		**1,399**		2,404
Total cash settled share-based compensation payable	**$**	**9,553**	$	16,284

16. Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2022	**$ 38,818**	**$ 14,474**	**$ 53,292**
Additions	9,676	1,379	11,055
Settlements of obligations during the year	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Loss on settlement of obligations	199	—	199
Accretion expense	6,098	2,603	8,701
Change in estimate - inflation and discount rates	17,592	2,316	19,908
Change in estimate - costs and timing of settlements	(1,331)	2,382	1,051
Foreign exchange loss	3,581	4,750	8,331
Balance, December 31, 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Additions	5,398	332	5,730
Settlements of obligations during the year	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Loss on settlement of obligations	1,593	—	1,593
Accretion expense	6,853	2,353	9,206
Change in estimate - inflation and discount rates	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Change in estimate - costs and timing of settlements	1,725	(8,342)	(6,617)
Foreign exchange (gain)	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Balance, December 31, 2024	**68,469**	**9,206**	**77,675**
Current obligation	(11,709)	(2,946)	(14,655)
Long-term obligation	**$ 56,760**	**$ 6,260**	**$ 63,020**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2024, the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $216.8 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 – $201.4 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 11.2% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2023 – 9.4% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2024 and 2023 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $11.7 million (December 31, 2023 – $3.0 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $24.6 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 – $33.4 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.2% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2023 – 9.4% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2024 and 2023 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $2.9 million (December 31, 2023 – $3.0 million) that is classified as a current obligation.

17. Share Capital

a) Issued and outstanding common shares

	Number of shares		Amount
Balance, December 31, 2022	109,112,290	$	682,718
Issued for cash – exercise of options and RSUs	327,528		3,827
Allocation of contributed surplus – exercise of options and RSUs	—		2,129
Repurchase of shares	(5,628,100)		(27,857)
Balance, December 31, 2023	103,811,718	$	660,817
Issued for cash – exercise of options	22,168		309
Allocation of contributed surplus – exercise of options	—		102
Repurchase of shares	(5,494,850)		(28,329)
Balance, December 31, 2024	**98,339,036**	**$**	**632,899**

The Company has authorized an unlimited number of voting common shares without nominal or par value.

In 2024, a total of 22,168 options were exercised for proceeds of $0.3 million (year ended December 31, 2023 - 327,528 options and RSUs were exercised for proceeds of $3.8 million).

In 2024, the Company repurchased 5,494,850 common shares pursuant to its Normal Course Issuer Bid for $73.8 million at an average cost per share of Cdn$18.04 (year ended December 31, 2023 - 5,628,100 common shares repurchased for $105.1 million at an average cost per share of Cdn$25.16). The cost to repurchase common shares at a price in excess of their average book value has been charged to retained earnings.

Dividends paid in 2024 were $112.2 million or Cdn$1.53 per share (year ended December 31, 2023 - $118.7 million or Cdn$1.50 per share) to shareholders on record for each dividend payment.

b) Stock options

The Company has a stock option plan which provides for the issuance of options to the Company's officers and certain employees to acquire common shares. The maximum number of options reserved for issuance under the stock option plan may not exceed 5% of the number of common shares issued and outstanding. The stock options vest over a three-year period and expire five years from the date of grant.

	Number of options	Weighted average exercise price Cdn$/option
Balance, December 31, 2022	758,048	22.12
Granted	196,583	22.77
Exercised	(263,986)	19.47
Balance, December 31, 2023	690,645	23.32
Granted	248,842	21.06
Exercised	(22,168)	18.75
Forfeited	(17,890)	24.67
Balance, December 31, 2024	**899,429**	**22.78**

Stock options outstanding and the weighted average remaining life of the stock options at December 31, 2024 are as follows:

	Options outstanding			Options vested		
Exercise price Cdn$	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option
$18.24 - $21.35	246,568	4.15	21.04	1,796	0.96	18.24
$21.36 - $21.92	151,076	1.10	21.65	151,076	1.10	21.65
$21.93 - $22.71	145,879	0.16	22.20	145,879	0.16	22.20
$22.72 - $24.12	193,491	3.10	22.77	64,489	3.10	22.77
$24.13 - $27.02	162,415	2.11	27.00	108,254	2.11	27.00
	899,429	**2.40**	**22.78**	**471,494**	**1.31**	**23.19**

The fair value of each option granted is estimated on the date of grant using the Black-Scholes option pricing model with the following weighted average assumptions:

For the year ended December 31,	**2024**	2023
Risk-free interest rate (%)	**3.67**	3.38
Expected life (years)	**4**	4
Expected volatility (%)	**47**	48
Forfeiture rate (%)	**3**	3
Expected dividend yield (%)	**10.56**	6.01

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2024 was Cdn$5.10 per option (year ended December 31, 2023 – Cdn$5.97 per option). The weighted average share price on the exercise date for options exercised in 2024 was Cdn$22.14 (year ended December 31, 2023 – Cdn$24.37).

c) Equity settled share-based compensation

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Option expense	**$**	**878**	$	1,043
Total equity settled share-based compensation expense	**$**	**878**	$	1,043

18. Cash Settled Incentive Plans

a) Cash or share settled Restricted Share Units and Performance Share Units ("CosRSUs and CosPSUs")

The Company has in place a Cash or share settled RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of RSUs and PSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise or the employee can elect to receive the award in Parex common shares. CosRSUs and CosPSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date.

CosRSU:	Number of CosRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CosRSU
Balance, December 31, 2022	1,151,704	—
Granted[1]	676,119	—
Exercised	(582,105)	—
Forfeited	(9,203)	—
Balance, December 31, 2023	1,236,515	—
Granted[1]	683,101	—
Exercised	(593,565)	—
Forfeited	(163,799)	—
Balance, December 31, 2024	**1,162,252**	**—**

[1] Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

CosPSU:	Number of CosPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CosPSU
Balance, December 31, 2022	722,186	—
Granted[1]	328,679	—
Granted by performance factor	(19,468)	—
Exercised	(209,532)	—
Balance, December 31, 2023	821,865	—
Granted[1]	151,779	—
Granted by performance factor	57,567	—
Exercised	(345,774)	—
Forfeited	(2,850)	—
Balance, December 31, 2024	**682,587**	**—**

[1] Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at December 31, 2024, no CosRSUs and CosPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2024 was Cdn$20.75 per CosRSU and CosPSU (year ended December 31, 2023 - Cdn$22.99 per CosRSU and CosPSU). The weighted average share price on the exercise date for CosRSUs and CosPSUs exercised in 2024 was Cdn$21.72 (year ended December 31, 2023 – Cdn$23.77).

Pursuant to the cash or share settled restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted cash or share settled performance share units to certain employees. The CosPSUs vest three years after the grant date. CosPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a predetermined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs eligible to vest at the end of the performance period. In March 2024 the board of directors approved a multiplier of 1.25X be applied to the 2021 CosPSU grant resulting in 57,567 CosPSUs issued. In March 2023 the board of directors approved a multiplier of 0.93X be applied to the 2020 CosPSU grant resulting in 19,468 CosPSUs reduction.

Obligations for payments of cash under the CosRSUs and CosPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date. As at December 31, 2024, the total CosRSUs and CosPSUs liability accrued is $11.2 million (December 31, 2023 - $24.7 million) of which $4.0 million (December 31, 2023 - $8.4 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

b) Long Duration Restricted Share Units and Performance Share Units ("LDRSUs and LDPSUs")

In May 2024, Parex put in place a new long duration RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of LDRSUs and LDPSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise or the employee can elect to receive the award in Parex common shares. LDRSUs and LDPSUs vest over a three-year period and expire ten years from the date of grant.

LDRSU:	Number of LDRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/LDRSU
Balance, December 31, 2023	—	—
Granted[(1)]	154,383	—
Forfeited	(51,888)	—
Balance, December 31, 2024	**102,495**	**—**

[(1)] Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

LDPSU:	Number of LDPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/LDPSU
Balance, December 31, 2023	—	—
Granted[(1)]	208,577	—
Balance, December 31, 2024	**208,577**	**—**

[(1)] Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at December 31, 2024, no LDRSUs and LDPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2024 was Cdn$21.06 per LDRSU and LDPSU.

Pursuant to the long duration restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted performance share units to certain employees. The LDPSUs vest three years after the grant date and expire 10 years after the grant date. LDPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to LDPSUs eligible to vest at the end of the performance period.

Obligations for payments of cash under the LDRSUs and LDPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of LDRSUs and LDPSUs. The fair value of LDRSUs and LDPSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date. As at December 31, 2024, the total LDRSUs and LDPSUs liability accrued is $0.9 million of which $0.6 million is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

c) Deferred share units ("DSUs")

The Company has in place a deferred share unit plan pursuant to which the Company may grant deferred shares to all non-employee directors. The deferred share units vest immediately and are settled in cash upon the retirement of the non-employee director from the Parex Board. The value of the DSUs at the exercise date is equivalent to the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the exercise date. DSUs can only be redeemed following retirement from the Board of Directors of the Company in accordance with the terms of the DSU Plan. The DSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of DSU's	Weighted average exercise price Cdn$/DSU
Balance, December 31, 2022	299,765	—
Granted[(1)]	43,529	—
Exercised on board retirement	(30,000)	—
Balance, December 31, 2023	313,294	—
Granted[(1)]	57,382	—
Exercised on board retirement	(21,864)	—
Balance, December 31, 2024	**348,812**	—

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The fair value at the grant date is equivalent to the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the grant date. The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2024 was Cdn$23.87 per DSU (year ended December 31, 2023 - Cdn$27.77 per DSU). The weighted average share price on the exercise date for DSUs exercised in 2024 was Cdn$18.43 (year ended December 31, 2023 – Cdn$28.06).

Given the DSUs vest immediately, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately based on the fair value of the DSU. As at December 31, 2024, the total DSUs liability accrued is $3.5 million (December 31, 2023 - $5.9 million) of which $3.5 million (December 31, 2023 - $5.5 million) is classified as long-term in accordance with the terms of the DSU plan.

d) Cash settled restricted share units ("CRSUs")

Parex Colombia has a cash settled restricted share units plan that provides for the issuance of CRSUs to certain employees of Parex Colombia. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise. CRSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of CRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CRSU
Balance, December 31, 2022	757,640	—
Granted[(1)]	344,653	—
Exercised	(377,086)	—
Forfeited	(46,095)	—
Balance, December 31, 2023	679,112	—
Granted[(1)]	569,740	—
Exercised	(350,201)	—
Forfeited	(87,975)	—
Balance, December 31, 2024	**810,676**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2024 was Cdn$20.96 per CRSU (year ended December 31, 2023 - Cdn$22.94 per CRSU). The weighted average share price on the exercise date for CRSUs exercised in 2024 was Cdn$21.44 (year ended December 31, 2023 – Cdn$23.47).

Obligations for payments of cash under the CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is equivalent to the trading value of a common share of the Company on the valuation date. As at December 31, 2024, the total CRSUs liability accrued is $4.4 million (December 31, 2023 - $8.0 million) of which $1.4 million (December 31, 2023 - $2.4 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

e) Cash settled share-based compensation

For the year ended December 31,		2024		2023
CosRSUs and CosPSUs expense	**$**	**1,695**	$	21,550
LDRSUs and LDPSUs expense		**851**		—
DSUs (recovery) expense		**(2,085)**		2,091
CRSUs expense		**123**		5,680
Total cash settled share-based compensation expense	**$**	**584**	$	29,321
Cash payments made upon exercise	**$**	**20,647**	$	20,988

19. Income Tax

The components of tax expense for 2024 and 2023 were as follows:

For the year ended December 31,		2024		2023
Current tax expense	**$**	**89,492**	$	147,595
Adjustments in respect of prior period		**897**		8,088
Total current tax expense	**$**	**90,389**	$	155,683
Deferred tax expense (recovery)		**158,203**		(160,753)
Total tax expense (recovery)	**$**	**248,592**	$	(5,070)

In December 2021, the Organization for Economic Co-operation and Development ("OECD") issued model rules for a new global minimum tax framework ("Pillar Two"). In May 2023, the IASB issued amendments to IAS 12 *Income Taxes* ("IAS 12") to address Pillar Two, which provide clarity on the impacts and additional disclosure requirements once the legislation is substantively enacted. Parex has applied the mandatory temporary exemption of IAS 12 and in turn, has not recognized the impacts of Pillar Two in the deferred tax calculation. The Company does not have a material impact as a result of Pillar Two.

Factors affecting tax expense for the year

The standard Colombian corporate income tax rate for 2024 was 35% plus an applicable 10% surtax as Parex is an oil producing entity under Colombian law. The total Colombian corporate tax rate for 2024 is 45% (year ended December 31, 2023 – 45%). The following is a reconciliation of income taxes calculated at the Colombian corporate tax rate to the tax expense for 2024 and 2023:

For the year ended December 31,		2024		2023
Income before tax	**$**	**309,272**	$	454,239
Income before tax multiplied by the standard rate of Colombian corporate tax of 45% (2023 – 45%)		**139,172**		204,408
Effects of:				
Income taxes recorded at rates different from the Colombian tax rate		**1,321**		33,775
Impact of Colombian tax rate changes		**(2,661)**		(2,555)
Non-deductible expense and other permanent differences		**(9,669)**		69,930
Share-based compensation		**202**		240
Adjustment in respect of prior period		**(364)**		(1,444)
Foreign exchange impact on tax pools denominated in foreign currency		**119,158**		(307,296)
Change in unrecognized deferred tax assets		**1,433**		(2,128)
Total tax expense (recovery)	**$**	**248,592**	$	(5,070)

Colombian current tax rates are as follows: 35% for 2024 and thereafter plus an applicable surtax for Colombian oil producing companies of between 0% to 15% dependent on the price of Brent crude relative to historical averages.

The analysis of deferred income tax assets as follows:

		December 31, 2024		December 31, 2023
Deferred tax assets to be settled within 12 months	**$**	**1**	$	1,303
Deferred tax assets to be settled after more than 12 months		**103,535**		245,375
Deferred income tax assets	**$**	**103,536**	$	246,678

The analysis of deferred income tax liabilities as follows:

	December 31, 2024	December 31, 2023
Deferred tax liabilities to be settled within 12 months	**$ —**	$ —
Deferred tax liabilities to be settled after more than 12 months	**$ 15,061**	—
Deferred income tax liability	**$ 15,061**	$ —
Net deferred tax (asset)	**$ (88,475)**	$ (246,678)

The deferred income tax liabilities and assets to be settled (recovered) within 12 months represents management's estimate of the timing of the reversal of temporary differences and does not correlate to the current income tax expense of the subsequent year.

The movement during the year in the deferred income tax liabilities and the net components is as follows:

Deferred Tax (Liability)	**December 31, 2024**	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2023	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ (15,061)**	**$ (15,061)**	$ —	$ 41,039
Decommissioning liability	**—**	**—**	**—**	(11,746)
Cash-settled equity based compensation	**—**	**—**	**—**	(2,928)
Other	**—**	**—**	**—**	(1,381)
Balance, end of year	**$ (15,061)**	**$ (15,061)**	$ —	$ 24,984

The movement during the year in the deferred income tax assets and the net components is as follows:

Deferred Tax Asset	**December 31, 2024**	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2023	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ 63,736**	**$ (128,796)**	$ 192,532	$ 100,262
Decommissioning liability	**33,400**	**(7,765)**	41,165	29,996
Other	**6,400**	**(6,581)**	12,981	5,512
Balance, end of year	**$ 103,536**	**$ (143,142)**	$ 246,678	$ 135,770

The Company has losses as well as other cumulative tax deductions in excess of book value in Canada available to reduce future taxable income in future years. At December 31, 2024, the deferred tax asset amount recorded in Canada is $3.0 million (December 31, 2023 - $7.0 million). The Company did not recognize deferred income tax assets on capital losses and other items in Canada of $32.0 million (December 31, 2023 - $32.0 million). Non-capital losses in Canada expire in 20 years and capital losses carry-forward indefinitely. The Company does not have losses available in Colombia. Amounts denominated in foreign currency have been translated at the December 31, 2024 exchange rate. At December 31, 2024, the Company had the following losses carry-forward:

	Canada
Year of expiry	
Indefinitely	$ 157,222
Total	**$ 157,222**

Earnings retained by subsidiaries amounted to $1,681.2 million at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $2,332.8 million). No provision has been made for withholding and other taxes that would become payable on the distribution of these earnings as it is not expected that they will be remitted in the foreseeable future.

20. Net income per Share

a) Basic net income per share

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Net income				
Net income for the purpose of basic net income per share	**$**	**60,680**	$	459,309
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)		**101,414**		106,247
Basic net income per share	**$**	**0.60**	$	4.32

b) Diluted net income per share

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Net income				
Net income used to calculate diluted net income per share	**$**	**60,680**	$	459,309
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)		**101,414**		106,247
Dilutive effect of share options and RSUs on potential common shares		**—**		48
Weighted average number of shares for the purposes of diluted net income per share		**101,414**		106,295
Diluted net income per share	**$**	**0.60**	$	4.32

For the year ended December 31, 2024, 897,633 stock options (December 31, 2023 - 191,416) were excluded from the diluted weighted average shares calculation as they were anti-dilutive.

21. Supplemental Disclosure of Cash Flow Information

a) Reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents

The following table provides a reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents to the amounts shown in the consolidated statement of cash flows:

For the year ended December 31,		**2024**		2023		2022
Cash and cash equivalents	**$**	**98,022**	$	140,352	$	419,002
Restricted cash and cash equivalents - current		**581**		—		—
Restricted cash and cash equivalents - long-term[(1)]		**3,184**		3,556		—
Total	**$**	**101,787**	$	143,908	$	419,002

(1) Included in Other long-term assets on the consolidated balance sheet.

b) Net change in assets and liabilities

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Accounts receivable	**$**	**35,881**	$	(609)
Prepaids and other current assets		**15,948**		7,019
Crude oil inventory		**2,237**		379
Current income tax receivable/payable		**(4,583)**		(164,842)
Accounts payable and accrued liabilities		**(129,321)**		(139,158)
Depletion related to crude oil inventory		**(533)**		(37)
Decommissioning and environmental liabilities		**(10,273)**		(6,805)
Net change in assets and liabilities	**$**	**(90,644)**	$	(304,053)
Operating	**$**	**(52,318)**	$	(291,311)
Investing		**(39,775)**		(12,742)
Financing		**1,449**		—
Net change in assets and liabilities	**$**	**(90,644)**	$	(304,053)

c) Interest and taxes paid

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Cash interest paid	**$**	**4,265**	$	—
Cash income taxes paid	**$**	**—**	$	245,423

22. Employee Salaries and Benefit Expenses

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Salaries, bonuses and other short-term benefits	**$**	**54,218**	$	47,832
Equity settled share-based compensation		**878**		1,043
Cash settled share-based compensation		**584**		29,321
Total	**$**	**55,680**	$	78,196

Employee salaries, bonuses and short-term benefits are included in general and administrative expenses in the consolidated statements of comprehensive income. Stock option, CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs, LDPSUs, CRSUs and DSUs expense are included in share-based compensation expense in the consolidated statements of comprehensive income.

23. Capital Management

The Company's strategy is to maintain a strong capital base in order to provide flexibility in the future development of the business and maintain the confidence of investors and capital markets.

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2024 had a borrowing base in the amount of $240.0 million (December 31, 2023 - $200.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2024, $60.0 million (December 31, 2023 - $90.0 million) was drawn on the credit facility.

At December 31, 2024, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $160.7 million (December 31, 2023 - $141.0 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks (see note 26 - Commitments and Contingencies).

As at December 31, 2024, the Company's net working capital surplus was $59.4 million (December 31, 2023 - $79.0 million).

The Company has the ability to adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure at this time to include shareholders' equity, the credit facility and its working capital. As at December 31, 2024 shareholders' equity was $1,831.3 million (December 31, 2023 - $1,955.4 million).

24. Financial Instruments and Risk Management

The Company's non-derivative financial instruments recognized on the consolidated balance sheet consist of cash, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity. The fair value of the revolving credit facility is equal to its carrying amount as the facility bears interest at floating rates and the credit spreads within the facility are indicative of market rates.

Long-term financial instruments of the Company carried on the consolidated balance sheet are carried at amortized cost. Financial derivative instruments, specifically fixed price contracts, are carried at fair value.

The fair value of the Company's financial derivative instruments are quoted in active markets. The Company classifies the fair value of these transactions according to the following hierarchy:

Level 1 – quoted prices in active markets for identical financial instruments.
Level 2 – quoted prices for similar instruments in active markets; quoted prices for identical or similar instruments in markets that are not active; and model-derived valuations in which all significant inputs and significant value drivers are observable in active markets.
Level 3 – valuations derived from valuation techniques in which one or more significant inputs or significant value drivers are unobservable.

The Company's financial derivative instruments have been classified as level 2 based on the fair value hierarchy described above. The Company used the following techniques to determine the fair value measurements: Crude oil and foreign currency contracts are recorded at their estimated fair value based on the difference between the contracted price and the period end forward price for the same commodity and foreign currency, using quoted market prices or the period end forward price for the same commodity and foreign currency, extrapolated to the end of the contract term.
As at December 31, 2024, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Canadian dollar and COP against the US dollar would have decreased (increased) net income by approximately $3.5 million.

a) Credit risk

Credit risk is the risk of loss associated with the inability of a third party to fulfill its payment obligations. The Company is exposed to the risk that third parties that owe it money do not meet their obligations. The Company assesses the financial strength of its joint venture partners and oil marketing counterparties in its management of credit exposure.

The Company for the year ended December 31, 2024 had the majority of its oil sales to two counterparties. Accounts receivable balance as at December 31, 2024 are substantially made up of receivables with customers in the oil and gas industry and are subject to normal industry credit risks. The Company historically has not experienced any collection issues with its crude oil customers. At December 31, 2024, there were no accounts receivable past due (December 31, 2023 - $nil).

As at December 31, 2024 and 2023 the Company's accounts receivable are aged as follows:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Current (less than 90 days)	**$**	**82,686**	$	118,567
Past due (more than 90 days)		**—**		—
Total	**$**	**82,686**	$	118,567

None of the Company's receivables are impaired at December 31, 2024. The maximum credit risk exposure associated with accounts receivable is the total carrying value.

b) Liquidity risk

The Company's approach to managing liquidity risk is to have sufficient cash and/or credit facilities to meet its obligations when due. Management typically forecasts cash flows for a period of 12 to 36 months to identify any financing requirements. Liquidity is managed through daily and longer-term cash, debt and equity management strategies. These include estimating future cash generated from operations based on reasonable production and pricing assumptions, estimating future discretionary and non-discretionary capital expenditures and assessing the amount of equity or debt financing available. The Company is committed to maintaining a strong balance sheet and has the ability to change its capital program based on expected operating cash flows. The balance drawn on the Company's $240.0 million credit facility at December 31, 2024 was $60.0 million (December 31, 2023 - $200.0 million facility, $90.0 million drawn).

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2024:

	Less than 1 year	**2-3 Years**	**4-5 Years**	**Thereafter**		**Total**
Accounts payable and accrued liabilities	159,773	—	—	—	$	159,773
Derivative financial instruments	1,160	—	—	—		1,160
Bank debt	—	60,000	—	—		60,000
Lease obligation	581	4,622	—	—		5,203
Cash settled equity plans payable	10,377	9,553	—	—		19,930
Total	**$ 171,891**	**74,175**	**—**	**—**	**$**	**246,066**

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2023:

	Less than 1 year	**2-3 Years**	**4-5 Years**	**Thereafter**		**Total**
Accounts payable and accrued liabilities	$ 229,063	—	—	—	$	229,063
Bank debt	—	90,000	—	—		90,000
Lease obligation	734	5,736	—	—		6,470
Cash settled equity plans payable	22,351	16,284	—	—		38,635
Total	$ 252,148	112,020	—	—	$	364,168

c) Commodity price risk

The Company is exposed to commodity price movements as part of its operations, particularly in relation to the prices received for its oil production. Crude oil is sensitive to numerous worldwide factors, many of which are beyond the Company's control. Changes in global supply and demand fundamentals in the crude oil market and geopolitical events can significantly affect crude oil prices. Consequently, these changes could also affect the value of the Company's properties, the level of spending for exploration and development and the ability to meet obligations as they come due. The Company's oil production is sold under short-term contracts, exposing it to the risk of near-term price movements.

As at December 31, 2024, the Company had the following commodity price risk management contracts in place.

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Sold Put	Purchased Put	Premium
January 1, 2025 to January 31, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05
February 1, 2025 to February 28, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05
March 1, 2025 to March 31, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05

The following is a summary of the commodity price risk management contracts put in place since December 31, 2024:

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Sold Put	Purchased Put	Premium
April 1, 2025 to April 30, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$1.21

The table below summarizes the loss on the commodity price risk management contracts that were in place during the years ended December 31, 2024 and 2023:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Unrealized loss on commodity price risk management contracts	**$**	**1,160**	$	—
Total	**$**	**1,160**	$	—

d) Foreign currency risk

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in Canadian dollars (Cdn$) and Colombian pesos (COP$) while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in US dollars.

As at December 31, 2024, the Company had no outstanding foreign currency risk management contracts.

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the years ended December 31, 2024 and 2023:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Unrealized gain on foreign currency risk management contracts	**$**	**—**	$	(1,278)
Realized gain on foreign currency risk management contracts		**—**		(4,831)
Total	**$**	**—**	$	(6,109)

25. Segmented Information

The Company has foreign subsidiaries, and the following segmented information is provided:

For the year ended December 31, 2024	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 1,280,029	$ 1,280,029
Royalties	—	(201,418)	(201,418)
Net revenue	—	1,078,611	1,078,611
Other revenue	—	8,157	8,157
Commodity risk management contracts (loss)	—	(1,160)	(1,160)
Revenue	—	1,085,608	1,085,608
Expenses			
Production	—	255,278	255,278
Transportation	—	65,745	65,745
Purchased oil	—	904	904
General and administrative	37,435	31,473	68,908
Impairment of exploration and evaluation assets	—	54,085	54,085
Impairment of property, plant and equipment assets	—	78,417	78,417
Impairment of long-term inventory	—	10,000	10,000
Equity settled share-based compensation expense	878	—	878
Cash settled share-based compensation expense	461	123	584
Depletion, depreciation and amortization	2,735	213,035	215,770
Other expenses	—	6,227	6,227
Foreign exchange loss	705	4,742	5,447
	42,214	720,029	762,243
Finance (income)	(832)	(3,483)	(4,315)
Finance expense	6,173	12,235	18,408
Net finance expense	5,341	8,752	14,093
Income (loss) before taxes	(47,555)	356,827	309,272
Current tax expense (recovery)	(3,124)	93,513	90,389
Deferred tax expense	3,796	154,407	158,203
Net income (loss)	**$ (48,227)**	**$ 108,907**	**$ 60,680**
Capital assets (end of year)	$ 8,919	$ 1,527,310	$ 1,536,229
Capital expenditures	$ 3,820	$ 343,875	$ 347,695
Total assets (end of year)	$ 54,088	$ 2,100,974	$ 2,155,062

For the year ended December 31, 2023	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales[1]	$ —	$ 1,408,703	$ 1,408,703
Royalties	—	(244,703)	(244,703)
Net revenue	—	1,164,000	1,164,000
Other revenue[1]	—	6,314	6,314
Revenue	—	1,170,314	1,170,314
Expenses			
Production	—	207,129	207,129
Transportation	—	68,306	68,306
Purchased oil	—	4,583	4,583
General and administrative	36,164	24,913	61,077
Impairment of exploration and evaluation assets	—	82,858	82,858
Impairment of property, plant and equipment assets	—	59,682	59,682
Equity settled share-based compensation expense	1,043	—	1,043
Cash settled share-based compensation expense	23,640	5,681	29,321
Depletion, depreciation and amortization	1,931	192,298	194,229
Other expenses[1]	—	2,582	2,582
Foreign exchange loss (gain)	(278)	5,764	5,486
	62,500	653,796	716,296
Finance (income)[1]	(3,973)	(10,082)	(14,055)
Finance expense[1]	2,551	11,283	13,834
Net finance expense (income)	(1,422)	1,201	(221)
Income (loss) before taxes	(61,078)	515,317	454,239
Current tax expense	5,341	150,342	155,683
Deferred tax (recovery)	(1,945)	(158,808)	(160,753)
Net income (loss)	**$ (64,474)**	**$ 523,783**	**$ 459,309**
Capital assets (end of year)	$ 7,834	$ 1,541,931	$ 1,549,765
Capital expenditures	$ 1,816	$ 481,527	$ 483,343
Total assets (end of year)	$ 107,334	$ 2,307,993	$ 2,415,327

[1] Certain comparative figures have been reclassified to conform with the current period's presentation as described in Note 2.

For the year ended December 31, 2024, the Company had two external customers (year ended December 31, 2023 - one external customer), in the oil and gas industry that subject to normal industry credit risks, constituted more than 10% of commodity sales from production. Sales to these customers totaled $1,082.5 million for the year ended December 31, 2024, and $1,028.6 million for the year ended December 31, 2023, respectively.

26. Commitments and Contingencies

a) Colombia

At December 31, 2024, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks in the amount of $160.7 million (December 31, 2023 - $141.0 million) to support the exploration work commitments on its Colombian concessions. The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

The value of the Company's exploration commitments as at December 31, 2024 in respect of the Colombia work commitments under E&P contracts, joint venture farm-in arrangements and business collaboration agreements are estimated to be as follows:

(000s)	
2025	$ 63,650
2026	135,868
2027	19,263
2028	68,276
2029	11,689
Thereafter	487,529
Total	**$ 786,275**

b) Operating leases

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will impact the Company's future operations and liquidity. These commitments include leases for office space and accommodations.

The existing minimum lease payments for office space and accommodations at December 31, 2024 are as follows:

(000s)	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Thereafter
Office and accommodations	$ 7,518	2,885	1,910	778	778	778	389

27. Related Party Disclosures

a) Significant Subsidiaries

The consolidated financial statements include the financial statements of Parex Resources Inc. at December 31, 2024 and 2023. Transactions between subsidiaries are eliminated upon consolidation.

b) Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

For the year ended December 31,		**2024**		2023
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**4,356**	$	5,448
Equity settled share-based compensation		**478**		637
Cash settled share-based compensation		**5,846**		5,841
Total	**$**	**10,680**	$	11,926

c) Other transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2024 and 2023.

28. Subsequent Event

On January 22, 2025, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 8,621,348 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2026. The Company also entered into an automatic share purchase plan with a broker to facilitate repurchases of Common Shares pursuant to the Company's NCIB. Under the Company's automatic share purchase plan, the Company's broker may repurchase Common Shares under the NCIB during the Company's self-imposed blackout periods. As at February 28, 2025, the Company has repurchased approximately 0.3 million shares at an average price of Cdn$14.30 per share, for total consideration of Cdn$3.9 million under the current normal course issuer bid.



MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS

The following Management's Discussion and Analysis ("MD&A") of the financial condition and results of operations of Parex Resources Inc. ("Parex" or the "Company") for the three months and years ended December 31, 2024 and 2023 is dated March 4, 2025 and should be read in conjunction with the audited consolidated financial statements as at and for the years ended December 31, 2024 and 2023 (the "audited consolidated financial statements"). The audited consolidated financial statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards"), representing generally accepted accounting principles ("GAAP") for publicly accountable enterprises in Canada.

Additional information related to Parex are included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities, including the Company's Annual Information Form dated March 4, 2025 (the "AIF"), and may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

All financial amounts are in United States (US) dollars unless otherwise stated.

Company Profile

Parex is one of the largest independent oil and gas companies in Colombia, focusing on sustainable conventional production. The Company's corporate headquarters are in Calgary, Canada, with an operating office in Bogotá, Colombia. Parex shares trade on the Toronto Stock Exchange under the symbol PXT.

Abbreviations

Refer to the final page of the MD&A for commonly used abbreviations in the document. Refer to the Advisory on Forward-Looking Statements and Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory.

References to crude oil or natural gas production in this MD&A refer to the light and medium crude oil and heavy crude oil and conventional natural gas, respectively, product types as defined in National Instrument 51-101 - *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101").*

2024 Highlights

- Crude oil and natural gas production in 2024 averaged 49,924 boe/d. Average production in 2024 decreased 8% compared to 2023 average production of 54,356 boe/d. Refer to "Consolidated Results of Operations" for production split by product type.
- Realized net income of $60.7 million ($0.60 per share basic) compared to net income of $459.3 million ($4.32 per share basic) in 2023. The decrease from the comparative year is largely related to a decrease in oil revenues from lower oil volumes sold as well as increases in deferred tax expense.
- Generated annual funds flow provided by operations ("FFO")[(1)] of $622.2 million ($6.14 per share basic[(2)]), compared to $667.8 million ($6.29 per share basic[(2)]) in 2023.
- Produced an operating netback of $41.30boe[(2)] (2023 - $44.55/boe[(2)]) and an FFO netback of $33.95/boe[(2)] (2023 - $33.59/boe[(2)]) from an average Brent price of $79.86/bbl (2023 - $82.18/bbl).
- Incurred capital expenditures[(3)] of $347.7 million (2023 - $483.3 million).
- Generated $274.5 million of free funds flow[(3)] that was used for return of capital initiatives and $30.0 million of bank debt repayment; working capital surplus[(1)] was $59.4 million at December 31, 2024 and cash ended at $98.0 million at December 31, 2024.
- Paid a C$1.53 per share[(4)] regular dividend and repurchased 5,494,850 shares pursuant to the Company's normal course issuer bid ("NCIB"). A total of $186.0 million was returned to shareholders through dividends of $112.2 million and share repurchases of $73.8 million. The Company's regular quarterly dividend was increased by 3% to Cdn$0.385 in Q2 2024 from Cdn$0.375.

Three Months Ended December 31, 2024 ("fourth quarter" or "Q4") Highlights

- Realized a net loss of $69 million ($0.70 per share basic) compared to net income of $133.8 million ($1.28 per share basic) in 2023. The decrease from the comparative year is largely related to a decrease in oil revenues from lower oil volumes sold as well as increases in deferred tax expense.
- Generated quarterly FFO[(1)] of $141.2 million ($1.43 per share basic[(2)]) compared to $193.4 million ($1.85 per share basic[(2)]) in the fourth quarter of 2023.
- Produced an operating netback[(2)] of $34.90/boe (Q4 2023 - $41.22/boe) and an FFO netback[(2)] of $32.39/boe (Q4 2023 - $36.81/boe) from an average Brent price of $74.01/bbl (2023 - $82.90/bbl).
- Generated $59.1 million of free funds flow[(3)] that was used for return of capital initiatives.
- Paid a C$0.385 per share[(4)] regular quarterly dividend and repurchased 1,692,000 shares pursuant to the Company's NCIB.

(1) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Financial Summary

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
(Financial figures in $000s except per share amounts)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,550**	9,700	**8,850**	8,417	7,471
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**34,882**	46,760	**40,336**	45,163	43,008
Average oil production (bbl/d)[(1)]	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580	50,479
Average conventional natural gas production (mcf/d)[(1)]	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656	9,420
Average oil and natural gas production (boe/d)	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356	52,049
Production split (% crude oil)	**98**	98	**99**	99	97
Oil and natural gas sales price ($/boe)[(6)]	**63.73**	70.55	**69.80**	70.71	86.55
Operating netback ($/boe)[(1)]	**34.90**	41.22	**41.30**	44.55	58.84
Oil and natural gas sales	**277,824**	370,688	**1,280,029**	1,408,703	1,643,589
Funds flow provided by operations[(7)]	**141,201**	193,377	**622,233**	667,782	724,890
Per share – basic[(1)(3)]	**1.43**	1.85	**6.14**	6.29	6.38
Per share – diluted[(1)(3)]	**1.43**	1.85	**6.14**	6.28	6.38
Net income (loss)	**(69,051)**	133,783	**60,680**	459,309	611,368
Per share – basic[(3)]	**(0.70)**	1.28	**0.60**	4.32	5.38
Per share – diluted[(3)]	**(0.70)**	1.28	**0.60**	4.32	5.38
Dividends paid	**26,658**	29,505	**112,184**	118,676	75,491
Per share – Cdn$[(3)(6)]	**0.385**	0.375	**1.53**	1.50	0.89
Shares repurchases	**16,408**	22,453	**73,789**	105,068	221,464
Number of shares repurchased (000s)	**1,692**	1,220	**5,495**	5,628	11,821
Capital expenditures[(2)]	**82,110**	91,419	**347,695**	483,343	512,252
Long-term inventory expenditures	**(2,569)**	(866)	**4,773**	39,430	140,266
Free funds flow [(2)]	**59,091**	101,958	**274,538**	184,439	212,638
EBITDA[(2)]	**(10,419)**	110,860	**545,362**	650,829	953,210
Adjusted EBITDA[(2)]	**137,312**	201,552	**720,089**	817,280	1,066,040
Total assets (end of period)	**2,155,062**	2,415,327	**2,155,062**	2,415,327	2,314,373
Working capital surplus (end of period)[(4)(7)]	**59,397**	79,027	**59,397**	79,027	84,988
Bank debt (end of period)[(5)]	**60,000**	90,000	**60,000**	90,000	—
Weighted average shares outstanding (000s)					
Basic	**99,063**	104,394	**101,414**	106,247	113,572
Diluted	**99,063**	104,448	**101,414**	106,295	113,661
Outstanding shares (end of period) (000s)	**98,339**	103,812	**98,339**	103,812	109,112

(1) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(4) Working capital calculation does not take into consideration the undrawn amount available under the syndicated bank credit facility.
(5) Syndicated bank credit facility borrowing base of $240.0 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $200.0 million).
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(7) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory". For the year ended December 31, 2022, funds flow provided by operations includes a $100 million ($0.92 per share basic) increased current tax expense as a result of a voluntary, internal corporate restructuring. See the "Income Tax" section.

2024 Guidance vs Actuals

The table below is a summary of Parex's original annual guidance for 2024 and a review of 2024 actual results:

Category	2024 Guidance (January 15, 2024)	2024 Actuals	% variance from 2024 Guidance - midpoint
Brent Crude Oil Average Price ($/bbl)	75	**80**	7
Average Production (boe/d)[1]	54,000-60,000	**49,924**	(12)
Funds Flow Provided by Operations Netback ($/boe)[3]	29-31	**34**	13
Funds Flow Provided by Operations ($ millions)[4]	590-660	**622**	—
Capital Expenditures ($ millions)[2]	390-430	**348**	(15)
Free funds Flow (mid-points) ($ millions)[2]	215	**275**	28
Current tax effective rate on FFO midpoint (%)[5]	19-21%	**13%**	(35)

(1) Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(5) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

In 2024, Brent crude prices were higher than Parex's 2024 guidance. As Parex was unhedged, higher oil prices contributed to higher funds flow provided by operations and free funds flow, however this was offset by decreased oil and gas production volumes compared to the original guidance. Parex's actual 2024 average production volumes being below its guidance range was largely a result of Arauca underperformance. Capital expenditures were below the forecasted range in line with lower production. Funds flow provided by operations was in line with expected 2024 guidance and funds flow provided by operations netback was higher than the expected 2024 guidance, largely as a result of a lower than expected current tax effective rate due to lower cash flow from operations before tax and the impacts of tax strategies deployed in previous years.

Return of Capital to Shareholders

Parex looks to provide a significant return of capital to shareholders through dividends and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide a total shareholder return. In 2024 Parex bought back 5% of its outstanding shares under the Company's NCIB. To further increase shareholder returns in 2024 the Company increased the regular quarterly dividend in the second quarter of 2024 by 3% to Cdn$0.385 compared to Cdn$0.375 to bring the annual dividend to $1.53 for 2024 compared to $1.50 for 2023, which delivered $112.2 million to shareholders through dividends in 2024.

2025 Guidance

The following table summarizes the Company's 2025 annual guidance:

Category	2025 Guidance (January 14, 2025)
Brent Crude Oil Average Price ($/bbl)	70
Average Production (boe/d)[1]	43,000-47,000
Funds Flow provided by operations netback ($/boe)[1][3]	26-28
Funds flow provided by operations ($ millions)[4]	425-465
Capital Expenditures ($ millions)[1][2]	285-315
Free funds flow (mid-point) ($ millions)[1][2]	145
Current tax effective rate on FFO midpoint (%)[1][5]	3-6%

(1) See the Company's January 14, 2025 news release for additional details on 2025 corporate guidance and netback sensitivity estimates.
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(5) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

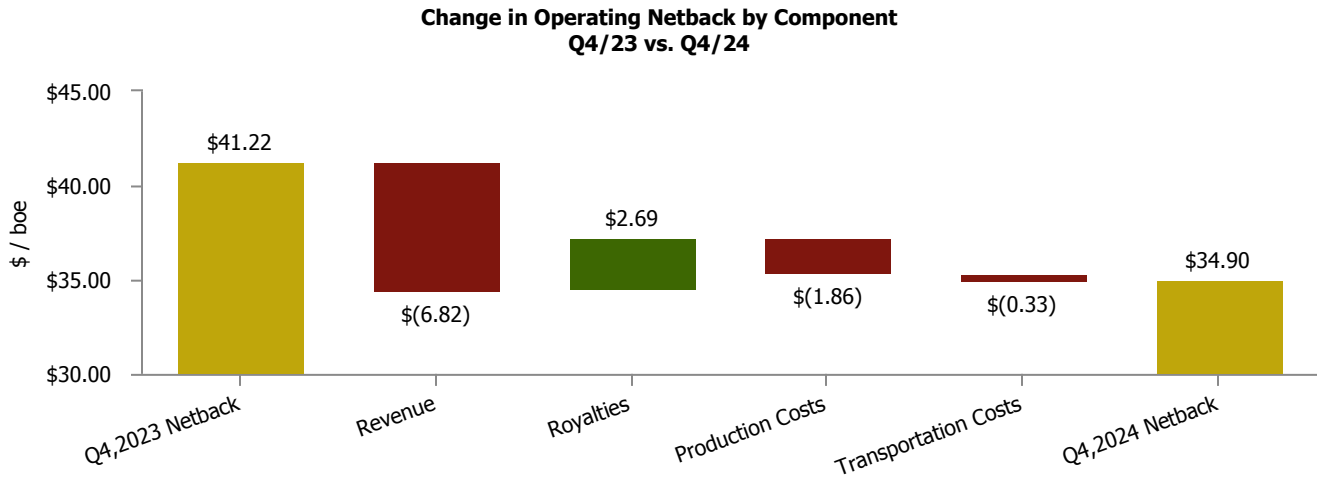
Financial and Operational Results

Consolidated Results of Operations

Parex's oil and gas operations are conducted in Colombia with head office functions conducted in Canada.

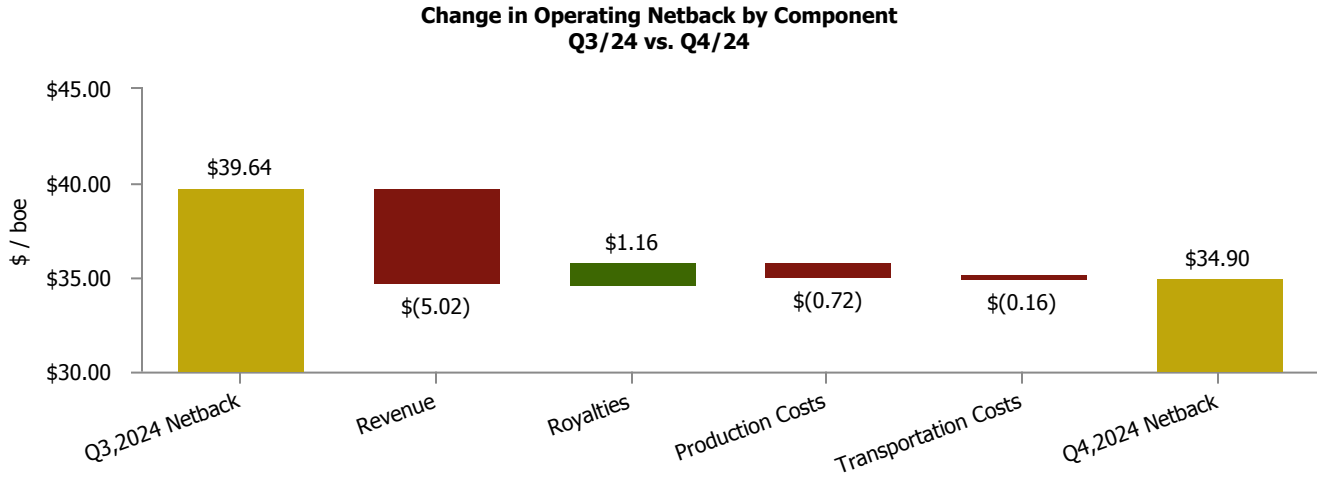
	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Average daily production				
Light Crude and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,550**	9,700	**8,850**	8,417
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**34,882**	46,760	**40,336**	45,163
Crude oil (bbl/d)	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656
Total (boe/d)	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356
Production split (% crude oil production)	**98**	98	**99**	99
Average daily sales of oil and natural gas				
Produced crude oil (bbl/d)	**46,520**	56,240	**49,342**	53,684
Purchased crude oil (bbl/d)	**—**	—	**28**	125
Produced natural gas (mcf/d)	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656
Total (boe/d)	**47,385**	57,109	**50,108**	54,585
Operating netback (000s)				
Oil and natural gas sales	**$ 277,824**	$ 370,688	**$ 1,280,029**	$ 1,408,703
Royalties	**(41,094)**	(63,695)	**(201,418)**	(244,703)
Net revenue[4]	**236,730**	306,993	**1,078,611**	1,164,000
Production expense	**(67,708)**	(71,833)	**(255,278)**	(207,129)
Transportation expense	**(16,877)**	(18,621)	**(65,745)**	(68,306)
Purchased oil expense	**(59)**	(498)	**(904)**	(4,583)
Operating netback[1]	**$ 152,086**	$ 216,041	**$ 756,684**	$ 883,982
Operating netback (per boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 74.01**	$ 82.90	**$ 79.86**	$ 82.18
Parex price differential	**(10.28)**	(12.35)	**(10.06)**	(11.47)
Oil and natural gas sales[2]	**$ 63.73**	$ 70.55	**$ 69.80**	$ 70.71
Royalties[2]	**(9.43)**	(12.12)	**(10.99)**	(12.31)
Net revenue[2]	**54.30**	58.43	**58.81**	58.40
Production expense[2]	**(15.53)**	(13.67)	**(13.93)**	(10.42)
Transportation expense[2]	**(3.87)**	(3.54)	**(3.58)**	(3.43)
Operating netback[3]	**$ 34.90**	$ 41.22	**$ 41.30**	$ 44.55

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Net revenue for the year ended December 31, 2022 was $1,310.7 million.



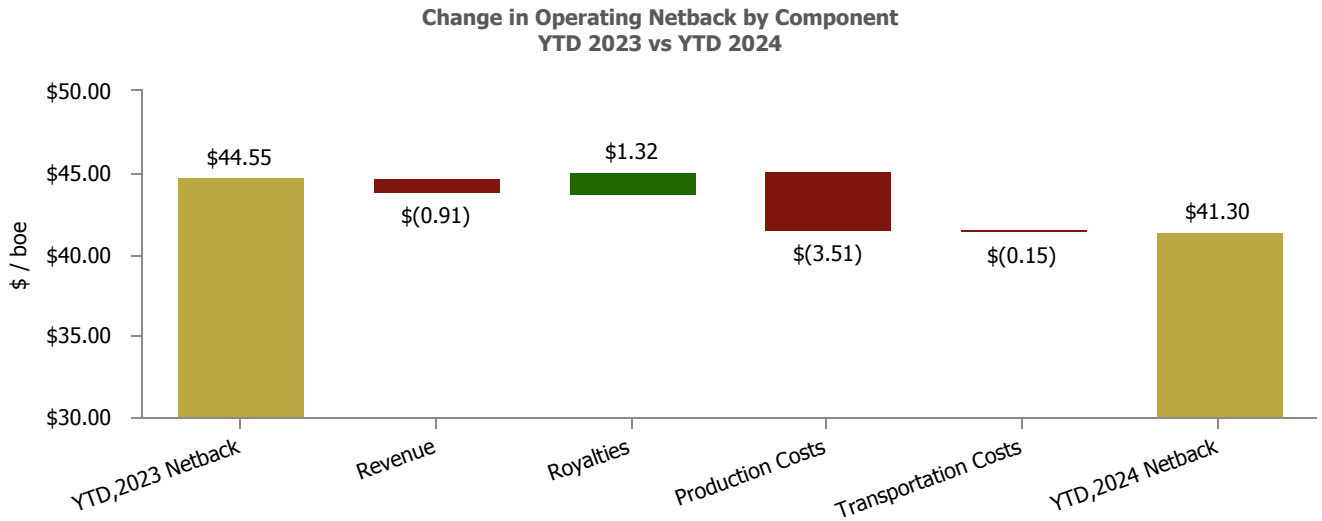
In the fourth quarter of 2024, the Company's benchmark Brent price decreased by $8.89/bbl, while revenue decreased by $6.82/boe as compared to the fourth quarter of 2023. The increase in revenue relative to the Brent crude benchmark decrease was mainly a result of a decrease in wellhead sales, partially offset by higher location and quality differentials. Royalties decreased by $2.69/boe mainly as a result of lower production in the fourth quarter of 2024 in areas where high price share royalties are applicable resulting in lower higher price share royalties and lower realized prices. Production costs increased by $1.86/boe mainly as a result of increased fixed cost absorption and electrical power costs, partially offset by the depreciation of the Colombian peso. Transportation costs in the quarter increased by $0.33/boe as compared to the fourth quarter of 2023.

Overall, the operating netback decreased by $6.32/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $8.89/bbl.



In the fourth quarter of 2024, the Company's benchmark Brent oil price decreased by $4.70/bbl, while revenue decreased by $5.02/boe as compared to the third quarter of 2024. The decrease in revenue relative to the Brent crude oil benchmark decrease was mainly a result of an increase in wellhead sales in the quarter as compared to the comparative period. Royalties decreased by $1.16/boe mainly as a result of lower production in the fourth quarter of 2024 in areas where high price share royalties are applicable resulting in lower higher price share royalties and lower realized prices. Production costs increased by $0.72/boe mainly as a result of increased fixed cost absorption and electrical power costs, partially offset by decreased well services and facility maintenance, other variable costs and the depreciation of the Colombian peso. Transportation costs increased by $0.16/boe as compared to the third quarter of 2024.

Overall, the operating netback decreased by $4.74/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $4.70/bbl.



In 2024, the Company's benchmark Brent price decreased by $2.32/bbl, while revenue decreased by $0.91/boe as compared to 2023. The increase in revenue relative to the higher Brent crude benchmark decrease was mainly the result of a decrease in wellhead sales. Royalties decreased by $1.32/boe mainly a result of lower production in 2024 in areas where high price share royalties are applicable resulting in lower higher price share royalties as compared to 2023. Production costs in 2024 increased by $3.51/boe mainly as a result of increased fixed cost absorption, electrical power cost, well services and facility maintenance and Colombian peso appreciation. Transportation costs in 2024 increased by $0.15/boe as compared to 2023.

Overall, the operating netback decreased by $3.25/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $2.32/bbl.

Oil and Natural Gas Sales

a) Average Daily Production and Sales Volumes (boe/d)

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Block LLA-34	**23,633**	29,513	**26,466**	29,827
Southern Llanos Basin	**15,227**	20,884	**16,550**	18,639
Northern Llanos Basin	**3,260**	3,974	**4,022**	3,042
Magdalena Basin	**2,312**	2,089	**2,148**	2,072
Total Crude Oil Production	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580
Natural gas production	**865**	869	**738**	776
Total crude oil and natural gas production	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356
Crude oil inventory draw (build)	**2,088**	(220)	**156**	104
Average daily sales of produced oil and natural gas	**47,385**	57,109	**50,080**	54,460
Purchased oil	**—**	—	**28**	125
Sales Volumes	**47,385**	57,109	**50,108**	54,585

Crude oil and natural gas production for the fourth quarter of 2024 averaged 45,297 boe/d, a decrease of approximately 21% from the fourth quarter of 2023 production of 57,329 boe/d and a decrease of approximately 5% from the third quarter of 2024 production of 47,569 boe/d.

The decrease in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2024 compared to the fourth quarter of 2023 is mainly the result of decreased oil production at Block LLA-34 and Cabrestero Block in the Southern Llanos Basin mainly as a result of natural decline in addition to increased downtime. Also impacting production in the fourth quarter of 2024 were social factors at Block LLA-32 in the Southern Llanos Basin and Capachos in the Northern Llanos Basin.

The decrease in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2024 compared to the third quarter of 2024 is mainly the result of decreased oil production at Block LLA-34 as a result of increased downtime. Also impacting production in the fourth quarter of 2024 were social factors at Block LLA-32 in the Southern Llanos Basin and Capachos in the Northern Llanos Basin.

Block LLA-34 oil production in 2024 was approximately 11% less than the comparative period in 2023. This decrease is mainly due to natural declines in addition to increased downtime.

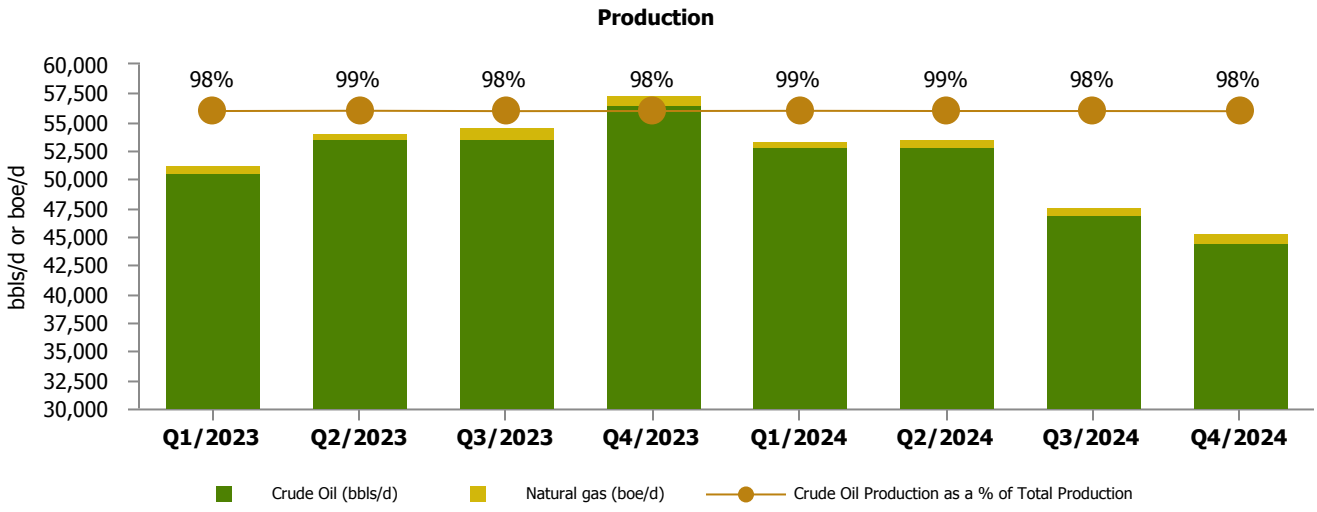
Northern Llanos basin production in 2024 was approximately 32% higher than the comparative period in 2023. Production in 2023 was impacted by temporarily shut-ins on the Capachos Block during the first and second quarters of 2023 due to security concerns.

Southern Llanos basin production was approximately 11% less than the prior year comparative period mainly due to natural declines in addition to lack of new production.

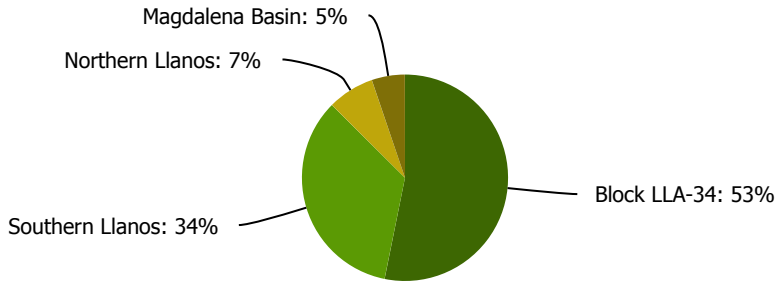
Magdalena basin production in 2024 was approximately 4% higher than the prior year comparative period of 2023 due to increased production on the VIM-1 Block as the Company successfully started gas cycling on the VIM-1 Block in the first quarter of 2023, which by reinjecting gas maintains reservoir pressure and maximizes liquids production.

Oil and natural gas sales in the fourth quarter of 2024 were 47,385 boe/d compared to 57,109 boe/d for the fourth quarter of 2023. The decrease in oil sales volumes was a result of the decrease in oil production from the comparative period. Production for Q1 2025 to date up to February 28, 2025 averaged approximately 44,500 boe/d.

Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.



Production By Area
(Three Months ended December 31, 2024)



b) Crude Oil Reference and Realized Prices

Average price for the period	**Q4 2024**	Q3 2024	Q2 2024	Q1 2024	Q4 2023
Brent ($/bbl)	**74.01**	78.71	85.03	81.87	82.90
Parex location and quality differential ($/bbl)	**(5.16)**	(5.46)	(3.84)	(4.75)	(4.29)
Parex wellhead sales discount ($/bbl)	**(4.84)**	(4.18)	(5.50)	(6.10)	(7.55)
Parex realized oil sales price ($/bbl)[(2)]	**64.01**	69.07	75.69	71.02	71.06
Parex realized price (differential) to Brent crude ($/bbl)	**(10.00)**	(9.64)	(9.34)	(10.85)	(11.84)
Parex transportation expense ($/bbl)[(1)(2)]	**(3.96)**	(3.76)	(3.43)	(3.43)	(3.58)
Parex price differential and transportation expense ($/bbl)[(2)]	**(13.96)**	(13.40)	(12.77)	(14.28)	(15.42)

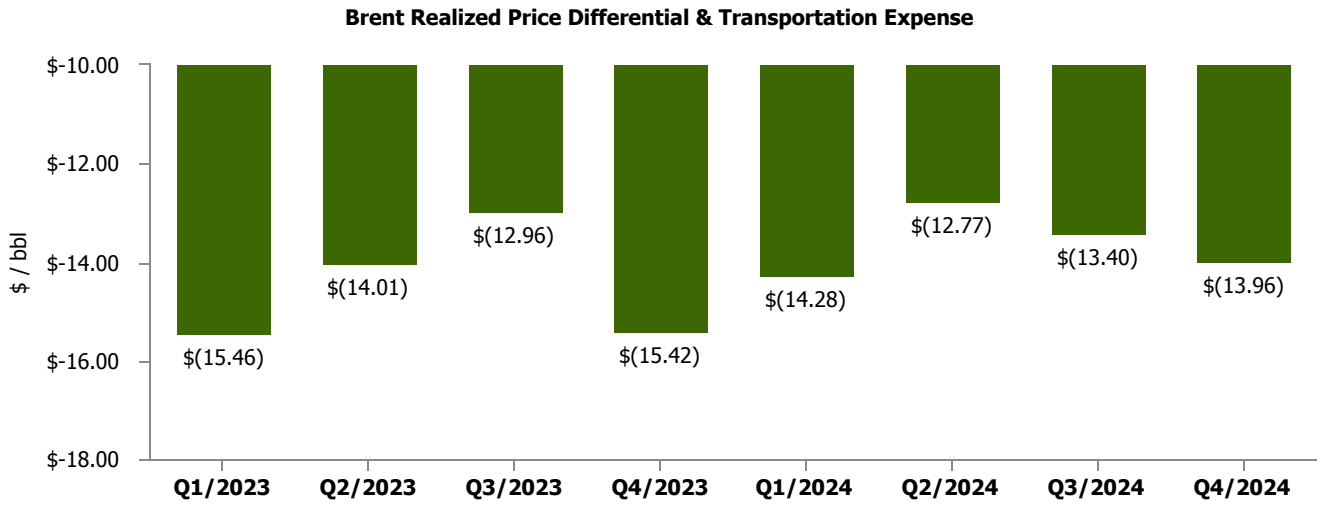
(1) Applies only to direct export cargo sales where Parex incurs the pipeline fees directly. See "Transportation Expense".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the fourth quarter of 2024, the differential between Brent reference pricing and the Company's realized oil sale price was $10.00/bbl. The differential to Brent crude during the fourth quarter of 2024 increased by $0.36/bbl compared to the third quarter of 2024 where the differential was $9.64/bbl. Compared to the fourth quarter of 2023 Parex's realized price improved from a differential of $11.84/bbl to $10.00/bbl, which was mainly driven by a decrease in wellhead sales discount as result of decreased sales at the wellhead, partially offset by an increase in location and quality differentials that was mainly related to increased differentials on heavy oil.

Differences between Parex's realized price and Brent crude price is mainly related to location and quality adjustments, wellhead sale marketing contracts, and the timing of oil sales compared to quarter averages. The location and quality differential between Brent crude pricing also affects Parex's realized sales price and is set in liquid global markets and therefore attributed to factors that are beyond the Company's control making it inherently difficult to forecast.

Parex's realized price differential to Brent crude can fluctuate period over period due to, among other factors, the type of sales contract and the accounting treatment for oil sold at the wellhead versus direct export sales contracts.

In 2025, to the date of this MD&A, Parex has seen a considerable change in the Vasconia differential to Brent compared to Q4, 2024. The current Vasconia differential to Brent is approximately under $2/bbl, compared to the fourth quarter 2024 differential of $5.16/bbl. This improvement is likely a result of tariff tensions impacting world crude pricing.



c) Natural Gas Sales and Realized Prices

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Natural gas sales ($000s)	**$ 3,876**	$ 3,007	**$12,851**	$ 10,096
Realized sales price ($/Mcf)[(1)]	**8.12**	6.27	**7.93**	5.94

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Parex natural gas sales were $3.9 million and $12.9 million for the three months and year ended December 31, 2024 compared to $3.0 million and $10.1 million in the same periods of 2023. The increase in natural gas sales from the prior periods is primarily related to increased volumes sold from the Capachos and VIM-1 Blocks.

d) Oil and Natural Gas Sales

In 2024 oil and natural gas sales decreased by $128.7 million or 9% as reconciled in the table below to 2023:

($000s)		
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2023	**$**	**1,408,703**
Sales volume of produced oil, a decrease of 8% (4,342 bbl/d)		**(109,321)**
Sales volume of purchased oil, a decrease of 77% (97 bbl/d)		**(2,503)**
Sales price decrease of 2%		**(19,605)**
Sales volume and price change of produced natural gas		**2,755**
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2024	**$**	**1,280,029**

Oil and natural gas sales decreased year over year mainly due to lower oil volumes sold and a decrease in world oil prices.

e) Crude Oil Inventory in Transit

As at December 31, ($000s)	**2024**	2023
Crude oil in transit	**$ 2,017**	$ 4,254

As at December 31, 2024, the Company had 48.5 mbbls (December 31, 2023 - 105.6 mbbls) of crude oil inventory in transit, which was injected into Colombian pipelines. The inventory was valued based on direct and indirect expenditures (including production costs, transportation costs, depletion expense and royalty expense) at approximately $42/bbl ($40/bbl - 2023) incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

A reconciliation of quarter-to-quarter crude oil inventory movements is provided below:

For the periods ended (mbbls)	**Dec. 31, 2024**	Sep. 30, 2024	Jun. 30, 2024	Mar. 31, 2024
Crude oil inventory in transit - beginning of the period	**240.6**	253.1	224.7	105.6
Oil production	**4,087.7**	4,309.4	4,802.1	4,803.0
Oil sales	**(4,279.8)**	(4,326.2)	(4,778.6)	(4,685.0)
Purchased oil	**—**	4.3	4.9	1.1
Crude oil inventory in transit (overlift) - end of the period	**48.5**	240.6	253.1	224.7
% of period production	**1.2**	5.6	5.3	4.7

Crude oil inventory build (and draw) from period to period are subject to factors that the Company does not control such as timing of the number of shipments from storage to export. The Company expects crude oil inventory in future periods to be in line with normal historic levels of below 5% of period production.

f) Purchased Oil

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Purchased oil expense ($000s)	**$ 59**	$ 498	**$ 904**	$ 4,583

Purchased oil expense for the three months and year ended December 31, 2024 was $0.1 million and $0.9 million compared to $0.5 million and $4.6 million for the 2023 comparative periods and $0.4 million in the third quarter of 2024.

Purchased oil expense has decreased compared to the same periods of 2023 as a result of a decrease in oil blending operations and a decrease in purchases of partner crude oil from the Capachos Block. Transportation costs are incurred by the Company to transport purchased oil to sale delivery points.

g) Other Revenue

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure.

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Other revenue	**$ 2,739**	$ 3,162	**$ 8,157**	$ 6,314

Royalties

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Base royalties[1]	**$ 22,883**	$ 32,097	**$ 106,980**	$ 119,730
Economic rights[2]	**18,211**	31,598	**94,438**	124,973
Royalties ($000s)	**$ 41,094**	$ 63,695	**$ 201,418**	$ 244,703
Per unit ($/boe)[3]	**9.43**	12.12	**10.99**	12.31
Percentage of sales[3]	**15**	17	**16**	17

(1) Base royalties are sliding scale royalties based on field production and payable to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH"). Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

(2) Economic rights include high price share royalties applicable to production in excess of 5 million barrels of oil and X-Factor royalties are an additional royalty applicable to heavy oil production, both payable to ANH. Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

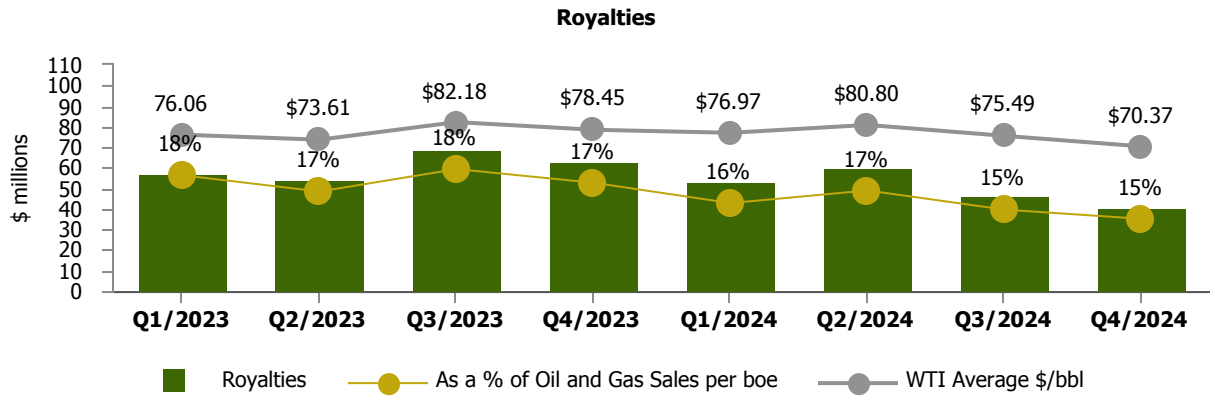
(3) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For the three months and year ended December 31, 2024, royalties as a percentage of sales were 15% and 16% compared to 17% for both of the 2023 comparative periods. Third quarter of 2024 royalties as a percentage of sales was 15%. The decrease in royalties as a percentage of sales compared to the 2023 comparative periods was mainly a result of lower production in 2024 in areas where high price share royalties are applicable resulting in decreased high price share royalties.

Benchmark WTI prices are used in the high price share royalty ("HPR") calculation. Effectively higher realized WTI oil prices result in a higher royalty percentage realized. Benchmark WTI prices for the three months and year ended December 31, 2024 were $70.37 and $75.90 compared to $78.45 and $77.58 for the 2023 comparative periods and $75.49 in the third quarter of 2024.

The decrease in royalty expense to $41.1 million and $201.4 million in the three months and year ended December 31, 2024, respectively, compared to $63.7 million and $244.7 million for the 2023 comparative periods is a result of lower production in 2024 in areas where high price share royalties are applicable resulting in decreased high price share royalties.

The HPR comes into effect when accumulated production of any production area, inclusive of royalty volumes, exceeds 5 million barrels, and in the event international reference prices exceed pricing determined in the contract. The calculation is described as a "High Price Share" in the "Industry Conditions - High Price Participation" section of Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.



Production Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Production expense ($000s)	**$ 67,708**	$ 71,833	**$ 255,278**	$ 207,129
Per unit ($/boe)[1]	**15.53**	13.67	**13.93**	10.42

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Production expense for the three months and year ended December 31, 2024 was $15.53/boe and $13.93/boe compared to $13.67/boe and $10.42/boe for the three months and year ended December 31, 2023. Production expense for the third quarter of 2024 was $14.81/boe.

The table below provides a reconciliation of the increase in production expense per boe by main components:

	Q4 2024 vs Q3 2024	**Q4 2024 vs Q4 2023**	**YTD 2024 vs YTD 2023**
Comparative period production expense per boe[1]	**$ 14.81**	**$ 13.67**	**$ 10.42**
Power generation	**2.02**	**1.01**	**0.42**
Well workover and facility maintenance	**(0.71)**	**(0.16)**	**1.07**
Colombian pesos ("COP") appreciation (depreciation)	**(0.81)**	**(0.93)**	**0.61**
Fixed cost absorption	**0.74**	**1.78**	**1.23**
Other variable costs	**(0.52)**	**0.16**	**0.18**
Current year production expense per boe[1]	**$ 15.53**	**$ 15.53**	**$ 13.93**

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

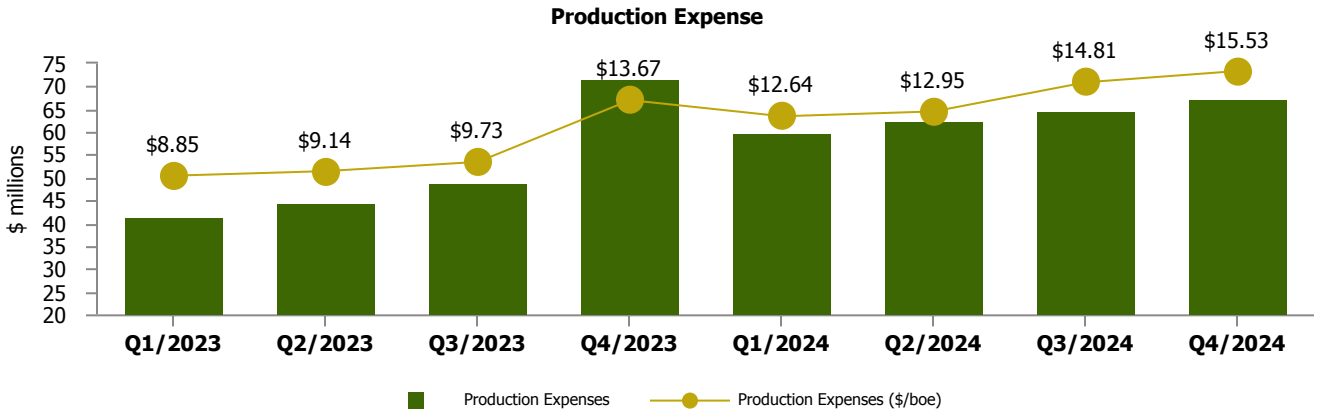
The increase in production expense for the three months ended December 31, 2024 over the 2023 comparative period is mainly the result of higher cost of electrical power that supplies fields with required power to operate and fixed costs in 2024 are being spread over lower production resulting in increased per boe costs. These increases are partially offset by the depreciation of the COP and lower well workover and facility maintenance in Q4 2024 over the 2023 comparative period.

The increase in production expense for the year ended December 31, 2024 over the 2023 comparative period is mainly the result of increased workovers and well/facility maintenance on Blocks LLA-34, LLA-26, and the Capachos and Cabrestero Blocks, fixed costs in 2024 are being spread over lower production resulting in increased per boe costs, increased cost of electrical power that supplies fields with required power to operate and the appreciation of the COP.

Colombia has experienced an El Niño-induced drought that has led to an escalation in power costs across the country during the past year. Colombia is heavily reliant on hydroelectric power. In late April 2024, power costs began to decline and then increased again during the third and fourth quarters of 2024. As noted above power costs have increased by $2.02/boe in Q4 2024 compared to Q3 2024.

Compared to the third quarter of 2024, fourth quarter 2024 production expense per boe has increased due to increased electrical power costs and fixed costs being spread over lower production resulting in increased per boe costs, partially offset by lower workover and facility maintenance and the depreciation of the COP.

Production expense per boe is estimated to be approximately $15-16/boe for 2025 guidance provided on January 14, 2025.



Transportation Expense

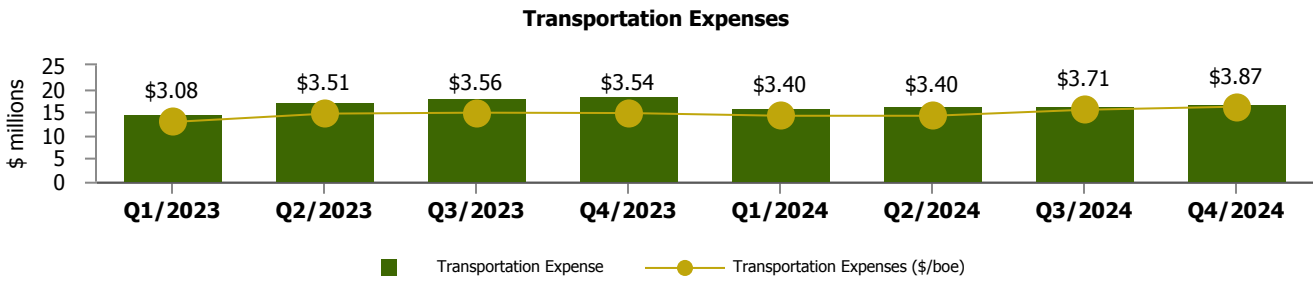
	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Transportation expense ($000s)	**$ 16,877**	$ 18,621	**$ 65,745**	$ 68,306
Per unit ($/boe)[(1)]	**3.87**	3.54	**3.58**	3.43

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Transportation expense includes trucking costs incurred to transport production to several offloading stations for sale and in some instances an oil transportation tariff from delivery point to the buyer's facility and pipeline tariffs.

For the three months ended December 31, 2024, transportation expense was $3.87/boe compared to $3.71/boe for the third quarter of 2024 and increased from $3.54/boe for the comparative period in 2023. On a year-to-date basis transportation expense was $3.58/boe compared to $3.43/boe in the comparative period in 2023. Transportation expense will fluctuate period over period due the mix of sales contracts types in force during the period.

The combined transportation expense and price differential from Brent for the fourth quarter of 2024, on a per boe basis, has decreased from the fourth quarter of 2023 and increased from the third quarter of 2024. See "Crude Oil Reference and Realized Prices".



General and Administrative Expense ("G&A")

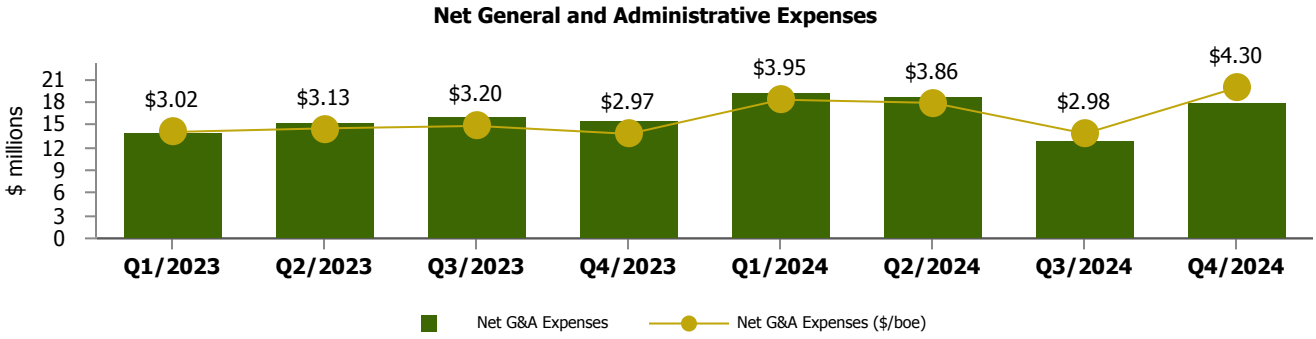
($000s)	For the three months ended December 31, 2024	2023	For the year ended December 31, 2024	2023
Gross G&A	**$ 21,650**	$ 19,471	**$ 81,288**	$ 73,155
G&A recoveries	**(879)**	(984)	**(3,796)**	(2,722)
Capitalized G&A	**(2,871)**	(2,831)	**(8,584)**	(9,356)
Net G&A expense	**$ 17,900**	$ 15,656	**$ 68,908**	$ 61,077
Per unit ($/boe) [(1)]	**4.30**	2.97	**3.77**	3.08

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Net G&A was $17.9 million and $68.9 million for the three months and year ended December 31, 2024 compared to $15.7 million and $61.1 million for the same periods in 2023. Gross G&A was $21.7 million and $81.3 million for the three months and year ended December 31, 2024 (three months and year ended December 31, 2023 - $19.5 million and $73.2 million).

On a per boe basis net G&A in 2024 increased by 22% to $3.77 from $3.08 in 2023 mainly as result of increased staffing levels and staff salary increases, primarily in Colombia, as a result of high inflation levels in Colombia during 2023, the appreciation of the COP from comparative periods and lower production resulting in increased per boe costs.

The Company's G&A expense is mainly denominated in local currencies of COP and Canadian dollars ("Cdn") which as they appreciate/ depreciate have an impact on G&A expense. Refer to the "Foreign Exchange Sensitivity Analysis" for further information.



Share-Based Compensation

($000s)	For the three months ended December 31, 2024	2023	For the year ended December 31, 2024	2023
Equity settled share-based compensation expense	**$ 223**	$ 264	**$ 878**	$ 1,043
Cash settled share-based compensation expense	**5,926**	7,410	**584**	29,321
Total share-based compensation expense	**$ 6,149**	$ 7,674	**$ 1,462**	$ 30,364

Share-based compensation expense was $6.1 million and $1.5 million for the three months and year ended December 31, 2024 compared to $7.7 million and $30.4 million for the same periods in 2023.

Equity settled share-based compensation expense was $0.2 million and $0.9 million for the three months and year ended December 31, 2024 compared to $0.3 million and $1.0 million for the same periods in 2023. Equity settled share-based compensation includes the Company's stock option plan. The decrease in the equity settled plan expense from the prior year is mainly related to the decrease in the awards remaining to be amortized under this plan as compared to the prior year.

Cash settled share-based compensation relates to the Company's cash settled incentive plans and includes cash settled restricted share units ("CRSUs"), cash or share settled restricted share units and performance share units ("CosRSUs" and "CosPSUs"), long duration restricted share units and performance share units ("LDRSUs and "LDPSUs"), and deferred share units ("DSUs"). Cash settled share-based compensation expense for the three months and year ended December 31, 2024 was $5.9 million and $0.6 million compared to $7.4 million and $29.3 million for the same periods in 2023. This decrease in expense is mainly attributable to the decrease in Parex's share price from period end dates. Parex share price decreased to Cdn$14.58 at December 31, 2024 from Cdn$24.95 at December 31, 2023.

Obligations for payments of cash under the Company's cash settled incentive plans are accrued as expense over the vesting period based on the fair value of the units as described in note 18 - Cash Settled Incentive Plans of the audited consolidated financial statements. As at December 31, 2024, the total cash settled incentive plans liability accrued was $19.9 million (December 31, 2023 - $38.6 million) of which $9.6 million (December 31, 2023 - $16.3 million) is classified as long-term in accordance with the vesting periods.

Cash payments to settle cash settled share-based compensation in the three months and year ended December 31, 2024 were $0.3 million and $20.6 million compared to $0.7 million and $21.0 million for the same periods in 2023.

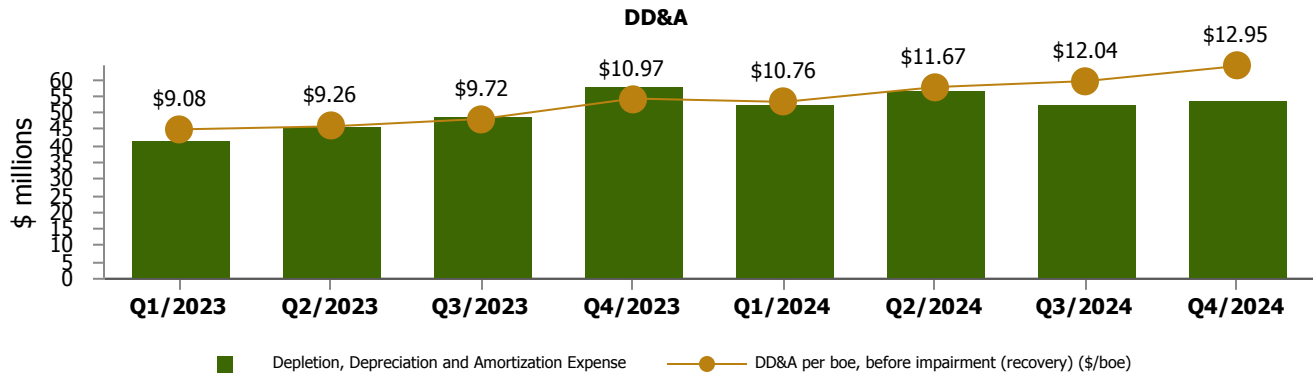
Depletion, Depreciation and Amortization Expense ("DD&A")

	For the three months ended December 31, 2024	2023	For the year ended December 31, 2024	2023
DD&A ($000s) total	**$ 53,984**	$ 57,833	**$ 215,770**	$ 194,229
Per unit ($/boe)[(1)]	**12.95**	10.97	**11.81**	9.79

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Fourth quarter 2024 DD&A was $54.0 million ($12.95/boe) compared to $57.8 million ($10.97/boe) for the same period in 2023. For the year ended December 31, 2024, DD&A was $215.8 million ($11.81/boe) as compared to $194.2 million ($9.79/boe) for the prior year.

For the fourth quarter of 2024, future development costs of $426.7 million (three months ended December 31, 2023 - $409.5 million) were included in the depletion calculation. Fourth quarter 2024 DD&A of $12.95/boe increased from the comparative period of $10.97/boe due to adding to the depletable capital base through capital expenditures made during the period and the transfer of Arauca from exploration and evaluation assets to property, plant and equipment in the second quarter of 2024, along with an increase in the depletion rate over the previous comparative period.



Foreign Exchange

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Foreign exchange (gain) loss	**$ 2,194**	$ (317)	**$ 5,447**	$ 11,595
Foreign currency risk management contracts gain	**—**	—	**—**	(6,109)
Total foreign exchange (gain) loss	**$ 2,194**	$ (317)	**$ 5,447**	$ 5,486
Average foreign exchange rates				
USD$/Cdn$	**1.40**	1.36	**1.37**	1.35
USD$/COP	**4,347**	4,070	**4,071**	4,325

The Company's main exposure to foreign currency risk relates to the pricing of foreign currency denominated in Cdn and COP, as the Company's functional currency is the U.S. dollar ("USD"). The Company has exposure in Colombia and Canada on costs, such as capital expenditures, local wages, royalties and income taxes, all of which may be denominated in local currencies. The main drivers of foreign exchange gains and losses recorded on the consolidated statements of comprehensive income is the COP denominated income tax payable and tax withholdings receivable, accounts payable and accounts receivable. The timing of payment settlements, accruals and their adjustments have impacts on foreign exchange gains/losses.

For the three months and year ended December 31, 2024, a total foreign exchange loss of $2.2 million and $5.4 million was recorded compared to a gain of $0.3 million and a loss of $5.5 million in the respective prior year periods. For the year ended December 31, 2024, the appreciation of the COP resulted in a realized gain of $20.8 million and an offsetting $20.8 million unrealized foreign exchange loss in the second quarter of 2024 on the settlement of the Company's 2023 Colombian income taxes.

In the second quarter of 2023 the Company also recorded a $4.8 million realized gain on a COP/USD collar which settled in the money and is included in the total foreign exchange for the year ended December 31, 2023.

Unrealized foreign exchange gains and losses may be reversed in the future as a result of fluctuations in exchange rates and are recorded in the Company's consolidated statements of comprehensive income.

The Company reviews its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis and maintains cash deposits primarily in USD and COP denominated deposits in Canada, Switzerland and Colombia.

Foreign Exchange Sensitivity Analysis

Cost component	Estimated percent of cost denominated in local currency	$/boe Impact of change in local currency/ $USD exchange rate: 10% appreciation of local currency	10% depreciation of local currency
Production expense	90%	$ 1.40	$ (1.40)
Transportation expense	50%	$ 0.19	$ (0.19)
G&A expense	100%	$ 0.43	$ (0.43)

The table above displays the estimated per boe impact of a change in Parex's local currencies and the effect on Parex's key cost components. The component impact in $/boe terms uses Q4 2024 per boe costs. This analysis ignores all other factors impacting cost structure including, but not limited to, efficiencies, cost reduction strategies, and cost inflation.

As at December 31, 2024, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Cdn and COP against the USD would have decreased (increased) net income by approximately $3.5 million.

Net Finance Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Bank charges and credit facility fees	**$ 1,124**	$ 378	**$ 3,673**	$ 4,813
Interest on bank debt	**700**	711	**4,174**	711
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**1,848**	2,459	**9,206**	8,701
Interest and other income	**(998)**	(2,067)	**(4,315)**	(14,055)
Right-of-use asset interest	**46**	51	**189**	194
Expected credit loss provision (recovery)	**163**	(464)	**67**	(422)
Other	**437**	(257)	**1,099**	(163)
Net finance expense	**$ 3,320**	$ 811	**$ 14,093**	$ (221)

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2024	2023	**2024**	2023
Non-cash finance expense	**$ 2,012**	$ 1,992	**$ 9,273**	$ 8,279
Cash finance expense (income)	**1,308**	(1,181)	**4,820**	(8,500)
Net finance expense	**$ 3,320**	$ 811	**$ 14,093**	$ (221)

Bank charges and credit facility fees relate to bank taxes paid in Colombia and the standby fees related to the Company's credit facility. The non-cash components of net finance expense (income) include the accretion on decommissioning and environmental liabilities and the expected credit loss provision (recovery).

Risk Management

Management of cash flow variability is an integral component of Parex's business strategy. Changing business conditions are monitored regularly and, where material, reviewed with the board of directors ("the Board" or "Board of Directors") to establish risk management guidelines to be used by management. The risk exposure inherent in movements in the price of crude oil, fluctuations in the USD/COP exchange rate and interest rate movements are all proactively reviewed by Parex and as considered appropriate may be managed through the use of derivatives primarily with financial institutions that are members of Parex's syndicated bank credit facility. The Company considers these derivative contracts to be an effective means to manage and forecast cash flow.

Parex has elected not to apply IFRS prescribed "hedge accounting" rules and, accordingly, pursuant to IFRS the fair value of the financial contracts is recorded at each period-end. The fair value may change substantially from period to period depending on commodity and foreign exchange forward strip prices for the financial contracts outstanding at the balance sheet date. The change in fair value from period-end to period-end is reflected in the earnings for that period. As a result, earnings may fluctuate considerably based on the period-ending commodity and foreign exchange forward strip prices, in respect of any outstanding commodity or foreign exchange derivative contracts.

a) Risk Management Contracts – Brent Crude

As at December 31, 2024, the Company had the following commodity price risk management contracts in place.

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Sold Put	Purchased Put	Premium
January 1, 2025 to January 31, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05
February 1, 2025 to February 28, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05
March 1, 2025 to March 31, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$2.05

The following is a summary of the commodity price risk management contracts put in place since December 31, 2024:

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Sold Put	Purchased Put	Premium
April 1, 2025 to April 30, 2025	ICE Brent	11,250	$60.00	$70.00	$1.21

The table below summarizes the loss on the commodity risk management contracts that were in place during the three months and years ended December 31, 2024 and 2023:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Unrealized loss on commodity risk management contracts	**$ 1,160**	$ —	**$ 1,160**	$ —
Total	**$ 1,160**	$ —	**$ 1,160**	$ —

b) Risk Management Contracts – Foreign Exchange

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in COP and Cdn while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in USD.

As at December 31, 2024, the Company had no outstanding foreign currency risk management contracts.

The Company has no foreign currency risk management contracts in place for 2025 and is therefore fully exposed to fluctuations in foreign currencies.

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the three months and years ended December 31, 2024 and 2023:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Unrealized gain on foreign currency risk management contracts	**$ —**	$ —	**$ —**	$ (1,278)
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**—**	—	**—**	(4,831)
Total	**$ —**	$ —	**$ —**	$ (6,109)

Total Non-Current Financial Liabilities

The following table summarizes the total non-current financial liabilities for the three most recently completed financial years:

	2024	2023	2022
Bank debt	**$ 60,000**	$ 90,000	$ —
Lease obligation	**4,622**	5,736	6,079
Cash settled share-based compensation liabilities	**9,553**	16,284	13,132
Total	**$ 74,175**	$ 112,020	$ 19,211

Income Tax

The components of tax expense (recovery) for the three months and year ended December 31, 2024 and 2023 were as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Current tax expense (recovery)	**$ (5,629)**	$ 8,855	**$ 90,389**	$ 155,683
Deferred tax expense (recovery)	**4,749**	(90,784)	**158,203**	(160,753)
Total tax expense (recovery)	**$ (880)**	$ (81,929)	**$ 248,592**	$ (5,070)
Effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax[1]	**(4)%**	4%	**13%**	19%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Current tax in the fourth quarter of 2024 was a $5.6 million recovery as compared to an $8.9 million expense in the comparative three-month period. For the full year 2024 the Company recorded $90.4 million of current tax expense as compared to $155.7 million in 2023.

The significant decrease in current tax expense from the 2023 comparative periods is the result of lower operating cash flows before tax, along with certain tax strategies that have been deployed over recent years.

For the three months and year ended December 31, 2024, deferred tax was an expense of $4.7 million and $158.2 million (recovery of $90.8 million and $160.8 million for the three months and year ended December 31, 2023). The increase in deferred tax expense from the 2023 comparative periods is mainly a result of the reversal of the temporary differences created between the accounting and tax basis in Colombia, and the appreciation of the Colombian peso.

2025 Current Tax Guidance

The table below reflects the expected effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax in 2025:

Brent price assumption	**$65/bbl**	**$70/bbl**	**$75/bbl**	**$80/bbl**	**$85/bbl**
Effect current tax rate on before tax funds flow provided by operations[1]	0-3%	3-6%	8-11%	13-16%	18-21%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

The calculation of current and deferred income tax in Colombia is based on a number of variables which can cause swings in current and deferred income tax. These variables include but are not limited to the year-end producing reserves used in calculating depletion for tax purposes, the timing and number of dry hole write-offs permissible for Colombian tax purposes and currency fluctuations.

Capital Expenditures

For the year ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	**2024**	2023
Acquisition of unproved properties	**$ 2,619**	$ 7,770	**$ —**	$ —	**$ 2,619**	$ 7,770
Geological and geophysical	**9,950**	2,497	**—**	—	**9,950**	2,497
Drilling and completion	**263,629**	396,584	**—**	—	**263,629**	396,584
Well equipment and facilities	**67,239**	74,247	**—**	—	**67,239**	74,247
Other	**438**	429	**3,820**	1,816	**4,258**	2,245
Total capital expenditures[1]	**$ 343,875**	$ 481,527	**$ 3,820**	$ 1,816	**$ 347,695**	$ 483,343

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For the three months ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	**2024**	2023
Acquisition of unproved properties	**$ 941**	$ 722	**$ —**	$ —	**$ 941**	$ 722
Geological and geophysical	**6,819**	780	**—**	—	**6,819**	780
Drilling and completion	**53,056**	47,000	**—**	—	**53,056**	47,000
Well equipment and facilities	**17,502**	41,624	**—**	—	**17,502**	41,624
Other	**438**	371	**3,354**	922	**3,792**	1,293
Total capital expenditures[1]	**$ 78,756**	$ 90,497	**$ 3,354**	$ 922	**$ 82,110**	$ 91,419

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Below is additional information related to capital expenditures in the period by key operating area:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Block LLA-34	**$ 15,447**	$ 30,373	**$ 87,821**	$ 118,275
Southern Llanos	**37,990**	13,478	**120,434**	209,513
Northern Llanos	**22,863**	43,904	**119,685**	96,697
Magdalena Basin	**2,456**	2,372	**15,935**	56,613
Corporate	**3,354**	1,292	**3,820**	2,245
Total capital expenditures[(1)]	**$ 82,110**	$ 91,419	**$ 347,695**	$ 483,343

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the year ended December 31, 2024, the Company incurred $347.7 million of capital expenditures with 95% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the year ended December 31, 2023, the Company incurred $483.3 million of capital expenditures with 97% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia.

During the fourth quarter of 2024 the Company incurred capital expenditures of $82.1 million with 86% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the fourth quarter of 2023 the Company incurred capital expenditures of $91.4 million with 97% spent on drilling, completion and well equipment and facilities in Colombia.

During the year ended December 31, 2024, the Company's capital expenditures of $347.7 million were self-funded from funds flow provided by operations of $622.2 million.

Long-Term Inventory

The Company has long-lead material and equipment inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment. With at times strong demand for material and equipment used in oil and gas operations, periodically the Company secures material and equipment ahead of its upcoming capital programs. The Company plans on deploying this long-lead inventory over the coming years.

During 2024, the Company completed an impairment review of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than its recoverable amount and an impairment of $10.0 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2024.

Cost	
Balance at December 31, 2022	**$ 165,271**
Additions	114,803
Transfers to E&E and PP&E assets	(75,373)
Balance at December 31, 2023	**$ 204,701**
Additions	55,990
Transfers to E&E and PP&E assets	(40,028)
Transfer to production costs	(5,269)
Sale of inventory	(5,920)
Impairment	(10,000)
Balance at December 31, 2024	**$ 199,474**

The below table represents the long-term inventory expenditures for the three months and years ended December 31, 2024 and 2023:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023
Additions	**$ 8,189**	14,281	**$ 55,990**	$114,803
Transfers to D&P and E&E assets	**(6,941)**	(15,147)	**(40,028)**	(75,373)
Transfer to production costs	**(1,642)**	—	**(5,269)**	—
Sale of inventory	**(2,175)**	—	**(5,920)**	—
Total long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**$ (2,569)**	$ (866)	**$ 4,773**	$ 39,430

Non-Cash Impairment Charges

($000s)	For the three months ended December 31, 2024	2023	For the year ended December 31, 2024	2023
Impairment of E&E assets	**$ 49,424**	$ 25,648	**$ 54,085**	$ 82,858
Impairment of PP&E assets	**78,417**	59,682	**78,417**	59,682
Impairment of long-term inventory	**10,000**	—	**10,000**	—
Total non-cash impairment charges before deferred income tax recoveries	**$ 137,841**	$ 85,330	**$ 142,502**	$ 142,540

2024 Impairments

The Company recorded impairments of exploration and evaluation ("E&E") assets during the three months and year ended December 31, 2024 of $49.4 million and $54.1 million, respectively. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-122 Block for costs related to an exploration well which indicated technically unfeasible results at an acceptable risk tolerance. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for LLA-122 Block assets. It was determined that the impairment was $54.1 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024.

At December 31, 2024, Parex tested its cash generating units ("CGUs") for PP&E impairment. The Company determined that the carrying amounts of the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, exceeded their recoverable amounts and an impairment of $78.4 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three months and year ended December 31, 2024. There are no E&E assets associated with these CGUs.

As at December 31, 2024, the recoverable amount of the Aguas Blancas CGU was estimated to be $20.9 million, and the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $3.5 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment. All other CGUs were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The fair value as determined for the Company's producing properties was consistent with the Company's independent qualified reserve evaluators reserve estimate at December 31, 2024. The recoverable amount was determined using estimated fair value less costs of disposal.

Future cash flows were discounted using an after-tax discount rate of 14% with the following prices being used by Parex's independent reserve evaluator as at December 31, 2024:

	2025	2026	2027	2028	2029	Thereafter
Brent ($US/bbl)	75.25	77.50	80.08	82.69	84.34	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	71.25	73.50	76.00	78.53	80.10	2% increase per year

During 2024, the Company completed impairment reviews of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than its recoverable amount and an impairment of $10.0 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2024.

2023 Impairments

The Company recorded impairments of E&E assets during the three months and year ended December 31, 2023 of $25.6 million and $82.9 million, respectively. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the VIM-43 and LLA-134 Blocks for costs related to exploration wells which indicated non-economic results, the Company also had plans to relinquish the LLA-134 Block. In addition, impairment includes LLA-81 block costs that were impaired on transfer to property, plant and equipment ("PP&E) as the carrying amount exceeded its recoverable amount. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal (level 3 input) to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for VIM-43 and LLA-134 Block assets and $12.3 million for LLA-81 Block assets. It was determined that the impairment was $82.9 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2023.

At December 31, 2023, Parex tested its cash generating units ("CGUs") for PP&E impairment. The Company determined that the carrying amount of the Boranda/Fortuna CGU in the Magdalena Basin exceeded its recoverable amount and an impairment of $59.7 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three months and year ended December 31, 2023. There are no E&E assets associated with this CGU.

At December 31, 2023, the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $40.9 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment. All other CGUs were found to have recoverable amounts greater than carrying amounts. The fair value as determined for the Company's producing properties was consistent with the Company's independent qualified reserve evaluators reserve estimate at December 31, 2023. The recoverable amount was determined using estimated fair value less costs of disposal.

Future cash flows were discounted using an after tax-rate of 14% with the following prices being used by Parex's independent reserve evaluator as at December 31, 2023:

	2024	2025	2026	2027	2028	Thereafter
Brent ($US/bbl)	77.00	79.50	81.49	82.58	84.19	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	72.50	75.00	76.99	78.53	80.10	2% increase per year

For further information regarding the impairment charges for the years ended December 31, 2024 and 2023, refer to note 7 - Exploration and Evaluation Assets, note 8 - Property, Plant and Equipment and note 9 - Long-Term Inventory in the audited consolidated financial statements.

Impairment Test of Goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment. The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded. For additional information refer to note 12 - Goodwill in the audited consolidated financial statements.

Summary of Quarterly Results (unaudited)

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	**Dec. 31, 2024**	Sep. 30, 2024	Jun. 30, 2024	Mar. 31, 2024
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**9,550**	9,064	9,541	7,237
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**34,882**	37,777	43,229	45,543
Crude Oil (bbl/d)	**44,432**	46,841	52,770	52,780
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**5,190**	4,368	4,788	3,348
Total (boe/d)	**45,297**	47,569	53,568	53,338
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	**64.01**	69.07	75.69	71.02
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	**$ 277,824**	$ 302,033	$ 364,874	$ 335,298
Funds flow provided by operations[5]	**$ 141,201**	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307
Per share – basic[2][4]	**1.43**	1.50	1.77	1.43
Per share – diluted[2][4]	**1.43**	1.50	1.77	1.43
Net income	**$ (69,051)**	$ 65,793	$ 3,845	$ 60,093
Per share – basic[4]	**(0.70)**	0.65	0.04	0.58
Per share – diluted[4]	**(0.70)**	0.65	0.04	0.58
Dividends paid	**26,658**	28,467	28,528	28,531
Per share – Cdn$[4][6]	**0.385**	0.385	0.385	0.375
Capital Expenditures[1]	**$ 82,110**	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421
Long-term inventory expenditures	**$ (2,569)**	$ (6,318)	$ 9,817	$ 3,843
Total assets (end of period)	**$ 2,155,062**	$ 2,290,683	$ 2,324,483	$ 2,355,512
Outstanding shares (end of period) (000s)	**98,339**	100,031	101,616	102,914
Working capital (deficit) surplus (end of period)[3][5]	**$ 59,397**	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	Dec. 31, 2023	Sep. 30, 2023	Jun. 30, 2023	Mar. 31, 2023
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	9,700	8,837	7,982	7,115
Heavy Crude Oil (bbl/d)	46,760	44,779	45,644	43,435
Crude Oil (bbl/d)	56,460	53,616	53,626	50,550
Conventional Natural Gas (mcf/d)	5,214	5,742	2,964	4,692
Total (boe/d)	57,329	54,573	54,120	51,332
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	71.06	76.58	67.36	69.66
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	$ 370,688	$ 383,244	$ 327,541	$ 327,230
Funds flow provided by operations[5]	$ 193,377	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724
Per share – basic[2][4]	1.85	1.49	1.45	1.49
Per share – diluted[2][4]	1.85	1.49	1.45	1.49
Net income (loss)	$ 133,783	$ 119,736	$ 101,415	$ 104,375
Per share – basic[4]	1.28	1.13	0.95	0.96
Per share – diluted[4]	1.28	1.13	0.95	0.96
Dividends paid	29,505	29,239	30,101	29,831
Per share – Cdn$[4][6]	0.375	0.375	0.375	0.375
Capital Expenditures[1]	$ 91,419	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868
Long-term inventory expenditures	$ (866)	$ (374)	$ 20,903	$ 19,767
Total assets (end of period)	$ 2,415,327	$ 2,263,479	$ 2,225,799	$ 2,349,748
Outstanding shares (end of period) (000s)	103,812	105,014	106,194	107,419
Working capital surplus (end of period)[3][5]	$ 79,027	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Working capital does not include the undrawn amount available on the credit facility.
(4) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(5) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Factors that Caused Variations Quarter Over Quarter

Trends in net income, oil and natural gas sales and funds flow provided by operations are primarily associated with fluctuations in commodity sales from production which reflect changes in production levels and commodity prices, in addition to fluctuations in foreign currency (see "Foreign Exchange" section). Net income is also impacted by changes in non-cash impairment of property, plant and equipment, exploration and evaluation and long term-inventory assets. Changes in income taxes, as discussed in the section "Income Tax", also impact net income for current and deferred taxes, while funds flow provided by operations is impacted by current income taxes. Working capital trends are primarily associated with fluctuations in funds flow provided by operations, capital and long-term inventory expenditures in accordance with the Company's activities, bank debt borrowing or repayment, timing of settlement of receivables and payables and income taxes and the cost associated with share repurchases and dividend payments.

Refer to "Financial and Operating Results" for detailed discussions on variations during the comparative quarters and to Parex's previously issued annual and interim MD&As for further information regarding changes in prior quarters.

Fourth Quarter Results

Consolidated Statements of Comprehensive Income for the three months ended December 31, 2024 and 2023:

($000s) For the three month period ended December 31,		**2024**		2023
Oil and natural gas sales[1]	**$**	**277,824**	$	370,688
Royalties		**(41,094)**		(63,695)
Net revenue		**236,730**		306,993
Other revenue[1]		**2,739**		3,162
Commodity risk management contracts (loss)		**(1,160)**		—
Revenue		**238,309**		310,155
Expenses				
Production		**67,708**		71,833
Transportation		**16,877**		18,621
Purchased oil		**59**		498
General and administrative		**17,900**		15,656
Impairment of property, plant and equipment assets		**78,417**		59,682
Impairment of exploration and evaluation assets		**49,424**		25,648
Impairment of long-term inventory		**10,000**		—
Equity settled share-based compensation expense		**223**		264
Cash settled share-based compensation expense		**5,926**		7,410
Depletion, depreciation and amortization		**53,984**		57,833
Other expenses[1]		**2,208**		362
Foreign exchange loss (gain)		**2,194**		(317)
		304,920		257,490
Finance (income)[1]		**(998)**		(2,067)
Finance expense[1]		**4,318**		2,878
Net finance expense		**3,320**		811
(Loss) income before income taxes		**(69,931)**		51,854
Income tax (recovery) expense				
Current tax (recovery) expense		**(5,629)**		8,855
Deferred tax expense (recovery)		**4,749**		(90,784)
		(880)		(81,929)
Net (loss) income and comprehensive (loss) income for the period	**$**	**(69,051)**	$	133,783

[1] Certain comparative figures have been reclassified to conform with the current period's presentation as described in Note - 2 Basis of Preparation, Significant Accounting Estimates and Judgements in the audited consolidated financial statements and Material Accounting Policies in this MD&A.

Liquidity and Capital Resources

The Company remains committed to delivering returns to shareholders, while also investing in its assets to provide a total shareholder return. Typically, the Company relies on funds flow provided by operations and its credit facility to meet capital requirements, dividend payments, share repurchases and maintain liquidity. After evaluating its current liquidity, working capital position, projected working capital needs, operational results, and financial forecasts, the Company anticipates that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities. While the Company deems this outlook reasonable, available cash and cash equivalents are subject to variations and risk associated with ordinary operations, and it cannot guarantee that all or part of its liquidity objective will be met, that sufficient internal funds will be generated, or that external financing will be available if needed.

The Company can adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure currently to include shareholders' equity, the credit facility and its working capital. As at December 31, 2024, shareholders' equity was $1,831.3 million (December 31, 2023 - $1,955.4 million).

As at December 31, 2024, the Company had working capital surplus of $59.4 million[(1)] as compared to working capital surplus of $79.0 million[(1)] at December 31, 2023. The decrease in working capital is primarily a result of increased downtime in the LLA-34 and Cabrestero Blocks and the suspension of operations in the Northern Llanos basin during the first quarter of 2024 and the $30.0 million repayment of bank debt borrowings.

As at December 31, 2024, Parex held $98.0 million of unrestricted cash compared to $140.4 million at December 31, 2023 and $147.5 million at September 30, 2024. The Company's cash balances reside primarily in current accounts with chartered financial institutions, the majority of which are held on account in Canada, Switzerland and Colombia in USD.

Parex's senior secured credit facility is with a syndicate of three Canadian banks has a current borrowing base of $240.0 million (December 31, 2023 - $200.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2024, $60.0 million (December 31, 2023 - $90.0 million) was drawn on the credit facility. The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 21, 2026. The next annual review is scheduled to occur in May 2025. The next re-determination of the credit facility is not expected to impact the Company's current or future operations, reduce the 2025 outlook or change the Company's guidance. Parex expects to draw on the credit facility at various times to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections. Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1. The Company is in compliance with all covenants.

Refer to note 26 - Commitments and Contingencies of the audited consolidated financial statements for a description of the performance guarantees as well as the unsecured letters of credit.

(1) Capital Management Measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Outstanding Share Data

Parex is authorized to issue an unlimited number of voting common shares without nominal or par value. As at December 31, 2024, the Company had 98,339,036 common shares outstanding compared to 103,811,718 at December 31, 2023, a decrease of 5%. At March 4, 2025, the common shares outstanding has been reduced to 97,994,136 due to the Company's NCIB.

The Company has a stock option plan that provides for the issuance of stock options to acquire common shares to the Company's officers, executives and certain employees resulting in common shares issued from treasury.

As at March 4, 2025, Parex had the following securities outstanding:

	Number	%
Common shares	97,994,136	99
Stock options	758,235	1
	98,752,371	100

As of the date of this MD&A, total stock options outstanding represent approximately 1% of the total issued and outstanding common shares.

Contractual Obligations, Commitments and Guarantees

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will affect the Company's future operations and liquidity. These commitments primarily relate to joint venture farm-in arrangements, business collaboration agreements and exploration work commitments including seismic and drilling activities. The Company has discretion regarding the timing of capital spending for exploration work commitments, provided that the work is completed by the end of the exploration periods specified in the contracts or the Company can negotiate extensions of the exploration periods. The Company's exploration commitments are described in the Company's AIF under "Principal Properties". These obligations and commitments are considered in assessing cash requirements in the discussion of future liquidity.

In Colombia, the Company has provided guarantees to the ANH and Empresa Colombiana de Petróleos S.A., ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $160.7 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $141.0 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

At December 31, 2024, the total lease obligation was $5.2 million (December 31, 2023 - $6.5 million) of which $4.6 million (December 31, 2023 - $5.7 million) is classified as long-term in accordance with the lease term.

The following table summarizes the Company's estimated undiscounted commitments as at December 31, 2024:

($000s)	Total	<1 year	1 – 3 years	3 – 5 years	>5 years
Exploration	$ 786,275	$ 63,651	$ 155,130	$ 200,865	$ 366,629
Office and accommodations[(1)]	7,518	2,885	2,687	1,557	389
Decommissioning and Environmental Obligations	241,396	14,655	—	—	226,741
Total	**$ 1,035,189**	**$ 81,191**	**$ 157,817**	**$ 202,422**	**$ 593,759**

(1) Includes minimum lease payment obligations associated with leases for office space and accommodations.

Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2022	**$ 38,818**	**$ 14,474**	**$ 53,292**
Additions	9,676	1,379	11,055
Settlements of obligations during the year	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Loss on settlement of obligations	199	—	199
Accretion expense	6,098	2,603	8,701
Change in estimate - inflation and discount rates	17,592	2,316	19,908
Change in estimate - costs	(1,331)	2,382	1,051
Foreign exchange loss	3,581	4,750	8,331
Balance, December 31, 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Additions	5,398	332	5,730
Settlements of obligations during the year	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Loss on settlement of obligations	1,593	—	1,593
Accretion expense	6,853	2,353	9,206
Change in estimate - inflation and discount rates	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Change in estimate - costs	1,725	(8,342)	(6,617)
Foreign exchange (gain)	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Balance, December 31, 2024	**68,469**	**9,206**	**77,675**
Current obligation	(11,709)	(2,946)	(14,655)
Long-term obligation	**$ 56,760**	**$ 6,260**	**$ 63,020**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2024, with the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $216.8 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $201.4 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 11.2% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2023 - 9.4% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2024 and 2023 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $11.7 million (December 31, 2023 - $3.0 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $24.6 million as at December 31, 2024 (December 31, 2023 - $33.4 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.2% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2023 - 9.4% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2024 and 2023 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $2.9 million (December 31, 2023 - $3.0 million) that is classified as a current obligation.

Decommissioning and environmental liabilities are considered critical accounting estimates. There are significant uncertainties related to decommissioning and environmental expenditures and the impact on the financial statements could be material. The eventual timing of and costs for these expenditures could differ from current estimates. The main factors that can cause expected estimated cash flows in respect of decommissioning and environmental liabilities to change are:

- changes in laws, legislation and regulations;
- construction of new facilities;
- change in commodity price;
- change in the estimate of oil reserves and the resulting amendment to the life of reserves;
- changes in technology; and
- execution of decommissioning and environmental liabilities.

Subsequent Event

On January 22, 2025, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 8,621,348 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2026. The Company also entered into an automatic share purchase plan with a broker to facilitate repurchases of Common Shares pursuant to the Company's NCIB. Under the Company's automatic share purchase plan, the Company's broker may repurchase Common Shares under the NCIB during the Company's self-imposed blackout periods. As at February 28, 2025, the Company has repurchased approximately 0.3 million shares at an average price of Cdn$14.30 per share, for total consideration of Cdn$3.9 million under the current normal course issuer bid.

Advisory on Forward-Looking Statements

Certain information regarding Parex set forth in this MD&A, including assessments by the Company's management of the Company's plans and future operations, contains forward-looking statements that involve substantial known and unknown risks and uncertainties. The use of any of the words "plan", "expect", "forecast", "project", "intend", "believe", "anticipate", "estimate" or other similar words, or statements that certain events or conditions "may" or "will" occur are intended to identify forward-looking statements. Such statements represent the Company's internal projections, estimates or beliefs concerning, among other things, future growth, results of operations, production, future capital and other expenditures (including the amount, nature and sources of funding thereof), competitive advantages, plans for and results of drilling activity, environmental matters, business prospects and opportunities. These statements are only predictions and actual events or results may differ materially. Although the Company's management believes that the expectations reflected in the forward-looking statements are reasonable, it cannot guarantee future results, levels of activity, performance or achievement since such expectations are inherently subject to significant business, economic, competitive, political and social uncertainties and contingencies. Many factors could cause the Company's actual results to differ materially from those expressed or implied in any forward-looking statements made by, or on behalf of, Parex. In particular, forward-looking statements contained in this MD&A include, but are not limited to, statements with respect to:

- the Company's operational strategy, plans, priorities and focus;
- Parex's expectation to provide a significant return of capital through dividends, including its regular quarterly dividend, and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide an appealing total shareholder return;
- Parex's expectations as to debt levels, commodity risk management and other hedging activities;
- Parex's 2025 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures; funds flow provided by operations, free funds flow and annual average production;
- Parex's expectation that crude oil inventory in future periods will be in line with normal historic levels;
- Parex's anticipated 2025 production expense per boe;
- Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period;
- that Parex will review its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis;
- Parex's foreign exchange sensitivity analysis;
- Parex's plans to relinquish certain blocks;
- the terms of the Company's credit facility including the timing of the next annual review and borrowing base redetermination;
- the Company's plan to draw on the credit facility through 2025 to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections;
- the Company's expectation that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities;
- Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and, decommissioning and environmental obligations, and the anticipated timing thereof;
- the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement;
- foreign currency risk and the ability to reverse unrealized foreign exchange gains and losses in the future;
- the Company's risk management strategy and the fluctuation of earnings based on strip prices;
- the Company's estimated effective tax rate for 2025;
- Parex's plans of deploying its long-lead material inventory over the coming years;
- anticipated Brent and WTI prices;
- terms of certain of Parex's contractual obligations;
- Parex's plan to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of its operations; and
- the statements set forth under "Accounting Policies and Estimates" in this MD&A.

These forward-looking statements are subject to numerous risks and uncertainties, including but not limited to: the impact of general economic conditions in Canada and Colombia; determination by Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") and other country as to production levels; industry conditions including changes in laws and regulations including adoption of new environmental laws and regulations, and changes in how they are interpreted and enforced in Canada and Colombia; continued volatility and fluctuations in market prices for oil; the impact of significant declines in market prices for oil; competition; lack of availability of qualified personnel; the results of exploration and development drilling and related activities; partner approval of capital work programs and other matters requiring approval; imprecision in reserve, resource and revenue estimates; incorrect forecasts of the production and growth potential of Parex's assets; obtaining required approvals of regulatory authorities in Canada and Colombia; risks associated with negotiating with foreign governments as well as country risk associated with conducting international activities; fluctuations in foreign exchange or interest rates; environmental risks; changes in income tax laws or changes in tax laws and incentive programs relating to the oil and natural gas industry; ability to access sufficient capital from internal and external sources; risk that the Company will not be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; risk of failure to achieve the anticipated benefits associated with acquisitions; failure of counterparties to perform under the terms of their contracts; changes to pipeline capacity; the risk that Parex's evaluation of its existing portfolio of development and exploration opportunities may not be consistent with its expectations; failure to meet expected production targets; the risk that Parex may not have sufficient financial resources in the future to pay a divided or repurchase shares under its NCIB; the risk that the Board may not declare dividends in the future and that there may not be base dividend growth or that Parex's dividend policy changes; the risk that Parex's risk management strategy may not be an effective means of managing and forecasting cash flow; the risk that Parex's capital expenditures, growth in production and production per share may be different than anticipated; the risk that the Company's capital and operating expenditures relating to the protection of the environment may be greater than anticipated; the risk that the Company's financial and operating results including, its 2025 guidance, may not be consistent with its expectations; the risk that the Company's environmental strategies may not be successful and that the Company may not remain in material compliance with environmental protection legislation; the risk that Parex may not deploy its long-lead inventory when anticipated; the risk that Parex may not be successful in attracting and retaining qualified successors to its Chief Executive Officer and other senior officers in the event of departure; the risk that the Company's inventory deployment in 2025 may be more or less than anticipated; the risks discussed under "Risk Factors" and under "Decommissioning and Environmental Liabilities" in this MD&A; and other factors, many of which are beyond the control of the Company. Readers are cautioned that the foregoing list of factors is not exhaustive. Additional information on these and other factors that could affect the Company's operations and financial results are included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities and may be accessed through the SEDAR+ website (www.sedarplus.ca).

Although the forward-looking statements contained in this MD&A are based upon assumptions which management believes to be reasonable, the Company cannot assure investors that actual results will be consistent with these forward-looking statements. With respect to forward-looking statements contained in this MD&A, Parex has made assumptions regarding, among other things: current and future commodity prices and royalty regimes; availability of skilled labour; timing and amount of capital expenditures; access to areas of the Company's operations and infrastructure in light of the impact of community unrest on the Company's operations; future exchange rates; the price of oil; the impact of increasing competition; conditions in general economic and financial markets; availability of drilling and related equipment; effects of regulation by governmental agencies and environmental legislation on the Company's operations; recoverability of reserves and future production rates; timing and number of dry hole write-offs permitted for Colombian tax purposes; the anticipated benefits from the voluntary corporate restructuring; royalty rates; future operating costs; foreign exchange rates; the status of litigation; timing of drilling and completion of wells; that the Company will have sufficient cash flow, debt or equity sources or other financial resources required to fund its capital and operating expenditures and requirements as needed; that the Company's conduct and results of operations will be consistent with its expectations; that the Company will have the ability to develop the Company's oil and gas properties in the manner currently contemplated; current or, where applicable, proposed industry conditions, laws and regulations will continue in effect or as anticipated as described herein; that the estimates of the Company's reserves volumes and the assumptions related thereto (including commodity prices and development costs) are accurate in all material respects; that the Company will be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; on-stream timing of production from successful exploration wells; operational performance of non-operated producing fields; pipeline capacity; that Parex will have sufficient financial resources in the future to pay a dividend; that the Board will declare dividends in the future; that Parex will have sufficient financial resources to repurchase shares under its NCIB; that strip prices will remain unchanged; and other matters. The ability of the Company to carry out its business plan is primarily dependent upon the continued support of its shareholders, the discovery of economically recoverable reserves and the ability of the Company to obtain financing or generate sufficient cash flow to develop such reserves.

Forward-looking statements and other information contained in this MD&A concerning the oil and natural gas industry in the countries in which it operates and the Company's general expectations concerning this industry are based on estimates prepared by Management using data from publicly available industry sources as well as from resource reports, market research and industry analysis and on assumptions based on data and knowledge of this industry which the Company believes to be reasonable. However, this data is inherently imprecise, although generally indicative of relative market positions, market shares and performance characteristics. While the Company is not aware of any material misstatements regarding any industry data presented herein, the oil and natural gas industry involves numerous risks and uncertainties and is subject to change based on various factors.

Management has included forward looking information, and the above summary of assumptions and risks related to forward-looking information in this MD&A in order to provide shareholders with a more complete perspective on the Company's current and future operations and such information may not be appropriate for other purposes. The Company's actual results, performance or achievement could differ materially from those expressed in, or implied by, these forward-looking statements and, accordingly, no assurance can be given that any of the events anticipated by the forward-looking statements will transpire or occur, or if any of them do, what benefits Parex will derive there from. These forward-looking statements are made as of the date of this MD&A and Parex disclaims any intent or obligation to update publicly any forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or results or otherwise, other than as required by applicable securities laws.

This MD&A contains information that may be considered a financial outlook under applicable securities laws about the Company's potential financial position, including, but not limited to: Parex's 2025 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures, funds flow provided by operations, and free funds flow; Parex's anticipated Company's 2025 production expense per boe; Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period; Parex's foreign exchange sensitivity analysis; Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and decommissioning and environmental obligations; and the anticipated timing thereof; the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement; and the Company's estimated effective tax rate for 2025; all of which are subject to numerous assumptions, risk factors, limitations and qualifications, including those set forth in the above paragraphs. The actual results of operations of the Company and the resulting financial results will vary from the amounts set forth in this MD&A and such variations may be material. This information has been provided for illustration only and with respect to future periods are based on budgets and forecasts that are speculative and are subject to a variety of contingencies and may not be appropriate for other purposes. Accordingly, these estimates are not to be relied upon as indicative of future results. Except as required by applicable securities laws, the Company undertakes no obligation to update such financial outlook. The financial outlook contained in this MD&A was made as of the date of this MD&A and was provided for the purpose of providing further information about the Company's potential future business operations. Readers are cautioned that the financial outlook contained in this MD&A is not conclusive and is subject to change.

Distribution Advisory

The Company's future shareholder distributions, including but not limited to the payment of dividends and the acquisition by the Company of its shares pursuant to its NCIB, if any, and the level thereof is uncertain. Any decision to pay further dividends on the common shares (including the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date in connection therewith and any special dividends) or acquire shares of the Company will be subject to the discretion of the Board of Directors of Parex and may depend on a variety of factors, including, without limitation the Company's business performance, financial condition, financial requirements, growth plans, expected capital requirements and other conditions existing at such future time including, without limitation, contractual restrictions and satisfaction of the solvency tests imposed on the Company under applicable corporate law. Further, the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date of any dividend are subject to the discretion of the Board. There can be no assurance that the Company will pay dividends or repurchase any shares of the Company in the future.

Oil & Gas Matters Advisory

This MD&A contains a number of oil and gas metrics, including operating netbacks and FFO netbacks. These oil and gas metrics have been prepared by management and do not have standardized meanings or standard methods of calculation and therefore such measures may not be comparable to similar measures used by other companies and should not be used to make comparisons. Such metrics have been included herein to provide readers with additional measures to evaluate the Company's performance; however, such measures are not reliable indicators of the future performance of the Company and future performance may not compare to the performance in previous periods and therefore such metrics should not be unduly relied upon. Management uses these oil and gas metrics for its own performance measurements and to provide security holders with measures to compare the Company's operations over time. Readers are cautioned that the information provided by these metrics, or that can be derived from the metrics presented in this MD&A, should not be relied upon for investment or other purposes.

The term "Boe" means a barrel of oil equivalent on the basis of 6 thousand cubic feet ("Mcf") of natural gas to 1 bbl. Boe may be misleading, particularly if used in isolation. A boe conversion ratio of 6 Mcf:1 Bbl is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead. Given the value ratio based on the current price of crude oil as compared to natural gas is significantly different from the energy equivalency of 6 Mcf:1Bbl, utilizing a conversion ratio at 6 Mcf:1 Bbl may be misleading as an indication of value.

Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory

This MD&A uses various "non-GAAP financial measures", "non-GAAP ratios", "supplementary financial measures" and "capital management measures" (as such terms are defined in NI 52-112), which are described in further detail below. Such measures are not standardized financial measures under IFRS and might not be comparable to similar financial measures disclosed by other issuers. Investors are cautioned that non-GAAP financial measures should not be construed as alternatives to or more meaningful than the most directly comparable GAAP measures as indicators of Parex's performance.

These measures facilitate management's comparisons to the Company's historical operating results in assessing its results and strategic and operational decision-making and may be used by financial analysts and others in the oil and natural gas industry to evaluate the Company's performance. Further, management believes that such financial measures are useful supplemental information to analyze operating performance and provide an indication of the results generated by the Company's principal business activities.

Set forth below is a description of the non-GAAP financial measures, non-GAAP ratios, supplementary financial measures and capital management measures used in this MD&A.

Non-GAAP Financial Measures

Capital expenditures, *is a non-GAAP financial measure which the Company uses to describe its capital costs associated with oil and gas expenditures. The measure considers both property, plant and equipment expenditures and exploration and evaluation asset expenditures which are items in the Company's statement of cash flows for the period and is calculated as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Property, plant and equipment expenditures	**$ 62,799**	$ 50,753	**$ 221,250**	$ 310,933	$ 389,979
Exploration and evaluation expenditures	**19,311**	40,666	**126,445**	172,410	122,273
Capital expenditures	**$ 82,110**	$ 91,419	**$ 347,695**	$ 483,343	$ 512,252

	For the three months ended					
($000s)	September 2024	June 2024	March 2024	September 2023	June 2023	March 2023
Property, plant and equipment expenditures	$ 68,406	$ 49,214	$ 40,831	$ 93,957	$ 82,999	$ 83,224
Exploration and evaluation expenditures	13,961	48,583	44,590	62,790	38,310	30,644
Capital expenditures	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868

Free funds flow, *is a non-GAAP financial measure that is determined by funds flow provided by operations less capital expenditures. The Company considers free funds flow to be a key measure as it demonstrates Parex's ability to fund returns of capital, such as the NCIB or dividends, without accessing outside funds and is calculated as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Cash provided by operating activities	**$ 67,847**	$ 194,242	**$ 569,915**	$ 376,471	$ 983,602
Net change in non-cash assets and liabilities	**73,354**	(865)	**52,318**	291,311	(258,712)
Funds flow provided by operations	**141,201**	193,377	**622,233**	667,782	724,890
Capital expenditures	**82,110**	91,419	**347,695**	483,343	512,252
Free funds flow	**$ 59,091**	$ 101,958	**$ 274,538**	$ 184,439	$ 212,638

EBITDA, *is a non-GAAP financial measure that is defined as net income (loss) adjusted for finance income and expense, other expenses, income tax expense (recovery) and depletion, depreciation and amortization.*

Adjusted EBITDA, *is a non-GAAP financial measure defined as EBITDA adjusted for non-cash impairment charges, share-based compensation expense (recovery), unrealized foreign exchange gains (losses) and unrealized gains (losses) on risk management contracts.*

The Company considers EBITDA and Adjusted EBITDA to be key measures as they demonstrate Parex's profitability before finance income and expenses, taxes, depletion, depreciation and amortization and other non-cash items. A reconciliation from net income to EBITDA and Adjusted EBITDA is as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Net income (loss)	**$ (69,051)**	$ 133,783	**$ 60,680**	$ 459,309	$ 611,368
Adjustments to reconcile net income (loss) to EBITDA:					
Finance income	**(998)**	(2,067)	**(4,315)**	(14,055)	(9,015)
Finance expense	**4,318**	2,878	**18,408**	13,834	8,393
Other expenses	**2,208**	362	**6,227**	2,582	1,315
Income tax expense (recovery)	**(880)**	(81,929)	**248,592**	(5,070)	191,798
Depletion, depreciation and amortization	**53,984**	57,833	**215,770**	194,229	149,351
EBITDA	**$ (10,419)**	$ 110,860	**$ 545,362**	$ 650,829	$ 953,210
Non-cash impairment charges	**137,841**	85,330	**142,502**	142,540	103,394
Share-based compensation expense	**6,149**	7,674	**1,462**	30,364	19,128
Unrealized foreign exchange loss (gain)	**2,581**	(2,312)	**29,603**	(6,453)	(9,692)
Unrealized loss on risk management contracts	**1,160**	—	**1,160**	—	—
Adjusted EBITDA	**$ 137,312**	$ 201,552	**$ 720,089**	$ 817,280	$ 1,066,040

Operating netback, *is a non-GAAP financial measure that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback as oil and natural gas sales from production less royalties, operating, and transportation expense. Refer to "Financial and Operational Results – Consolidated Results of Operations" for the calculation of operating netback.*

Non-GAAP Ratios

Operating netback per boe, *is a non-GAAP ratio that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback per boe as operating netback divided by the total equivalent sales volume including purchased oil volumes for oil and natural gas sales price and transportation expense per boe and by the total equivalent sales volume excluding purchased oil volumes for royalties and operating expense per boe.*

Funds flow provided by operations netback per boe*, is a non-GAAP ratio that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities, divided by produced oil and natural gas sales volumes. The Company considers funds flow provided by operations netback per boe to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to current commodity prices.*

Basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share, *is a non-GAAP ratio that is calculated by dividing funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted funds flow provided by operations per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding.*

Capital Management Measures

Funds flow provided by operations, *is a capital management measure that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities. The Company considers funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs. A reconciliation from cash provided by (used in) operating activities to funds flow provided by operations is as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Cash provided by operating activities	**$ 67,847**	$ 194,242	**$ 569,915**	$ 376,471	$ 983,602
Net change in non-cash assets and liabilities	**73,354**	(865)	**52,318**	291,311	(258,712)
Funds flow provided by operations	**$ 141,201**	$ 193,377	**$ 622,233**	$ 667,782	$ 724,890

	For the three months ended					
($000s)	September 2024	June 2024	March 2024	September 2023	June 2023	March 2023
Cash provided by (used in) operating activities	$ 181,874	$ 222,782	$ 97,412	$ 87,568	$ (36,612)	$ 131,273
Net change in non-cash assets and liabilities	(30,101)	(41,830)	50,895	70,271	191,454	30,451
Funds flow provided by operations	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724

Working capital surplus (deficit), *is a capital management measure which the Company uses to describe its liquidity position and its ability to meet its short-term liabilities. Working capital surplus (deficit) is defined as current assets less current liabilities:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Current assets	**$ 245,943**	$ 337,175	**$ 245,943**	$ 337,175	$ 593,602
Current liabilities	**186,546**	258,148	**186,546**	258,148	508,614
Working capital surplus	**$ 59,397**	$ 79,027	**$ 59,397**	$ 79,027	$ 84,988

	For the three months ended					
($000s)	September 2024	June 2024	March 2024	September 2023	June 2023	March 2023
Current assets	$ 248,208	$ 281,846	$ 276,113	$ 240,559	$ 322,146	$ 528,744
Current liabilities	210,699	247,690	220,212	298,070	325,103	499,082
Working capital surplus (deficit)	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662

Supplementary Financial Measures

"DD&A expense per boe" is comprised of DD&A expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Dividends paid per share" is comprised of dividends declared, as determined in accordance with IFRS, divided by the number of shares outstanding at the dividend record date.

"Effective current tax rate as a per cent of funds flow provided by operations before tax" is comprised of current income tax expense, as determined in accordance with IFRS, divided by funds flow provided by operations before tax.

"G&A expense per boe" is comprised of net G&A expense after recoveries and capitalization, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Net revenue per boe" is comprised of net revenue, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and includes purchased oil volumes.

"Oil and natural gas sales price per boe" is comprised of total commodity sales from oil and natural gas production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil and natural gas sales volumes including purchased oil volumes.

"Price differential and transportation expense per bbl" is comprised of realized oil sales price per bbl, as defined herein, less Brent crude price to calculate the price differential, plus transportation expense per bbl as defined herein.

"Production expense per boe" is comprised of production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Realized oil sales price per bbl" is comprised of total oil sales, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased oil volumes.

"Realized natural gas price per Mcf" is comprised of natural gas commodity sales from production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's natural gas sales volumes.

"Royalties per boe" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Royalties as a percentage of sales" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales from production, excluding purchased oil volumes, as determined in accordance with IFRS.

"Transportation expense per bbl" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased oil volumes.

"Transportation expense per boe" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volumes including purchased oil volumes.

Environmental Initiatives Impacting Parex

In Colombia there is currently a nascent regulation that obliges companies to specifically monitor and report greenhouse gas ("GHG") emissions. Although at the present time there is no enforceable regulation related to climate change or GHG emissions in Colombia, Parex has a plan in place to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of Parex's operations. Climate change regulation has the potential to significantly affect the regulatory environment of the crude oil and natural gas industry in Colombia. Such regulations impose certain costs and risks on the industry, and there remains some uncertainty with regard to the impact of climate change and environmental laws and regulations on Parex, as Parex is unable to predict additional legislation or amendments that the Colombian government may enact in the future. Any new laws and regulations, or additional requirements to existing laws and regulations, could have a material impact on the Company's operations and cash flow.

As of December 31, 2022, Colombia has ratified the Regional Agreement on Access to Information, Public Participation and Justice in Environmental Matters in Latin America and the Caribbean (the "Escazu Agreement"). The Company cannot predict with any certainty at this time the impacts to the Company that implementation of the Escazu Agreement may entail, as no details are yet available regarding the ways in which implementation will be carried out for the countries that have ratified it. However, it is anticipated that the Escazu Agreement will increase the participation of communities and the demand for access to information, which could affect the processes for obtaining environmental licenses, permits and authorizations applicable to the Company, may result in the incurrence of additional unanticipated costs, and could create friction with the communities, among other risks.

Business Environment and Risks

Parex is exposed to a number of risks through the pursuit of its strategic objectives including but not limited to operational, financial, competitive, political and environmental risks. Some of these risks impact the oil and gas industry as a whole and others are unique to the Company's operations. As a participant in the oil and natural gas industry, Parex is exposed to risks such as unsuccessful exploration and exploitation activities, the inability to find new reserves that are commercially and economically feasible, estimating amounts of recoverable reserves, production of oil and gas in commercial quantities, marketability of oil and gas produced, fluctuations in commodity prices, stock market volatility, debt service which may limit timing or amount of dividends as well as market price of shares, financial and liquidity risks and environmental and safety risks.

The Company works to mitigate these risks by hiring or contracting highly skilled professionals who have demonstrated the ability to generate high quality proprietary geological and geophysical prospects. Parex has retained independent petroleum consultants that assist the Company in evaluating recoverable amounts of oil and gas reserves. Values of recoverable reserves are based on a number of variable factors and assumptions such as commodity prices, production forecasts and future development costs. Such estimates will vary from actual results and such variations may be material.

The Company mitigates its risk related to producing hydrocarbons through the utilization of current technology and information systems. In addition, Parex operates the majority of its properties and, therefore, has significant control over the timing, direction and costs related to exploration commitments and development opportunities. When the Company does not operate, it relies on its joint venture partners to maintain operational control.

Parex is exposed to market risk to the extent that the demand for oil and gas produced by the Company exists. External factors beyond the Company's control may affect the marketability of oil and gas produced. These factors include commodity prices and variations in foreign currency exchange rates which, in turn, respond to economic and political circumstances throughout the world. Oil and natural gas prices are affected by worldwide supply and demand fundamentals. Parex uses derivative contracts to mitigate its exposure to the potential adverse impacts of commodity price and foreign exchange volatility.

Exploration and production for oil and gas is capital intensive. In addition to funds flow, Parex utilizes bank financing to support ongoing capital investments which exposes the Company to fluctuations in interest rates on its bank debt. Funds flow also fluctuates with changing commodity prices. Equity and debt capital are subject to market conditions, and availability and cost may increase or decrease from time to time.

The impact of any risk or a combination of risks may adversely affect, among other things, Parex's business, reputation, financial condition, results of operations and cash flows, which may reduce or restrict its ability to pursue its strategic priorities, respond to changes in the operating environment, and fulfill commitments and obligations, and may materially affect the market price of the Company's securities.

Additional information regarding risk factors can be found in the "*Risk Factors*" section in the Annual Information Form ("AIF"), which sections are incorporated by reference into this MD&A. The AIF is available on the Company's SEDAR+ profile at www.sedarplus.ca.

Internal Controls over Financial Reporting

Disclosure controls and procedures ("DC&P"), as defined in National Instrument 52-109 *Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings*, are designed to provide reasonable assurance that information required to be disclosed in annual filings, interim filings or other reports filed, or submitted by the Company under securities legislation authorities is recorded, processed, summarized and reported within the time periods specified in the securities legislation and include controls and procedures designed to ensure that information required to be disclosed by the Company in its annual filings, interim filings or other reports filed or submitted under securities legislation is accumulated and communicated to the Company's management, including the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, as appropriate, to allow timely decisions regarding required disclosure. The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer of Parex evaluated the effectiveness of the design and operation of the Company's DC&P. Based on that evaluation, the Chief Executive Officer and Chief Financial Officer concluded Parex DC&P were effective as at December 31, 2024.

Internal control over financial reporting ("ICFR"), as defined in National Instrument 52-109, includes those policies and procedures that:

1) Pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect transactions and dispositions of assets of Parex;
2) Are designed to provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles and that receipts and expenditures of Parex are being made in accordance with authorizations of management and Directors of Parex; and
3) Are designed to provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the Company's assets that could have a material effect on the annual financial statements or interim financial reports.

The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer are responsible for establishing and maintaining ICFR for Parex. They have, as at the financial year ended December 31, 2024, designed ICFR, or caused it to be designed under their supervision, to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with IFRS. The control framework Parex officers used to design the Company's ICFR is the 2013 Internal Control - Integrated Framework ("COSO Framework") published by The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Under the supervision of the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, Parex conducted an evaluation of the effectiveness of the Company's ICFR as at December 31, 2024 based on the COSO Framework. Based on this evaluation, the officers concluded that as of December 31, 2024, Parex maintained effective ICFR. It should be noted that while Parex officers believe that the Company's controls provide a reasonable level of assurance with regard to their effectiveness, they do not expect that the DC&P and ICFR will prevent all errors and fraud. A control system, no matter how well conceived or operated, can provide only reasonable, but not absolute, assurance that the objectives of the control system are met.

There were no changes in Parex's ICFR during the year ended December 31, 2024 that materially affected, or are reasonably likely to materially affect, the Company's ICFR.

Off-Balance-Sheet Arrangements

The Company did not enter into any off-balance-sheet arrangements during the twelve months ended December 31, 2024 other than normal course guarantees entered into in the form of letters of credit to support the exploration work commitments on its blocks. For further information refer to "Contractual Obligations, Commitments and Guarantees" section above and note 26 - Commitments and Contingencies in the audited consolidated financial statements.

Financial Instruments and Other Instruments

The Company's non-derivative financial instruments recognized in the consolidated balance sheet consist of cash and cash equivalents, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity.

Related Party Transactions

Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

		2024		2023
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**4,356**	$	5,448
Equity settled share-based compensation		**478**		637
Cash settled share-based compensation		**5,846**		5,841
	$	**10,680**	$	11,926

Other Related Party Transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2024 and 2023.

Material Accounting Policies

Refer to note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements for a summary of significant accounting policies applied by the Company.

Change in presentation

Prior period revenue and expense items have been reclassified to conform to the current period's presentation.

Pipeline transportation revenue, that was previously included in Oil and natural gas sales, has been included in Other revenue:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)	For the three months ended December 31, 2023	For the year ended December 31, 2023
Oil and natural gas sales, as previously presented	$ 373,643	$ 1,414,552
Reclassification to Other revenue	(2,955)	(5,849)
Oil and natural gas sales, as currently presented	**$ 370,688**	**$ 1,408,703**

Revenues related to the energy generation and use of infrastructure, that were previously included in Finance income, have been included in Other revenue:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)	For the three months ended December 31, 2023	For the year ended December 31, 2023
Finance income, as previously presented	$ 2,274	$ 14,520
Reclassification to Other revenue	(207)	(465)
Finance income, as currently presented	**$ 2,067**	**$ 14,055**

Loss (gain) on settlement of provisions, loss (gain) on disposition of tangible assets, and other municipal taxes, that were previously included in Finance expense, have been included in Other expenses:

Consolidated Statements of Comprehensive Income (unaudited)	For the three months ended December 31, 2023	For the year ended December 31, 2023
Finance expense, as previously presented	$ 3,240	$ 16,416
Reclassification to Other expenses	(362)	(2,582)
Finance expense, as currently presented	**$ 2,878**	**$ 13,834**

Significant Accounting Estimates

The preparation of consolidated financial statements in accordance with IFRS requires management to make significant judgments, assumptions and estimates that affect the financial results of the Company. The following discussion outlines the accounting policies and practices involving the use of estimates that the Company believes are critical in determining Parex's financial results.

Oil and natural gas reserves

The Company retains qualified independent reserves evaluators to evaluate the Company's proved and probable oil and natural gas reserves. As at December 31, 2024, and in prior periods, Parex's reserves were evaluated by GLJ Ltd., who are a firm of qualified independent reserves evaluators. The evaluation was conducted in accordance with the COGE handbook and NI 51-101. The Operations and Reserves Committee of the Company's Board of Directors is comprised of independent directors whose mandate is to steward the reserves evaluation process.

The estimation of reserves involves the exercise of judgment. Forecasts are based on engineering data, expected rates of production and the timing of future capital expenditures, all of which are subject to major uncertainties and interpretations. The Company expects that over time its reserve estimates will be revised upward or downward based on updated information such as the results of future drilling, testing and production levels. Reserve estimates can have a significant impact on net income, as they are a key component in the calculation of DD&A and for determining potential asset impairment. A downward revision in reserves estimates or an increase in estimated future development costs could result in the recognition of a higher DD&A charge to net income.

Oil and natural gas assets (development and producing costs) are aggregated into CGUs based on their ability to generate largely independent cash flows. If the carrying value of the CGU exceeds the recoverable amount, the CGU is written down with an impairment recognized in net income. The recoverable amount of an asset or CGU is the greater of its fair value less costs to sell and its value in use. Fair value less costs to sell may be determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of impairments charged to net income.

Reversals of impairments are recognized when there has been a subsequent increase in the recoverable amount. In this event, the carrying amount of the asset or CGU is increased to its revised recoverable amount with an impairment reversal recognized in net income.

Decommissioning and Environmental Liabilities

The Company is required to recognize a liability for future dismantling, decommissioning, environmental, abandoning and site disturbance remediation costs associated with the Company's oil and natural gas properties in accordance with existing laws, contracts or other policies. The fair value of the estimated decommissioning and environmental liability is recorded as a long-term liability, with a corresponding increase in the carrying amount of the related long-lived asset, which is depleted on a unit-of-production basis over the life of the reserves. The liability is adjusted each reporting period to reflect the passage of time, with the accretion charged to net income, and for revisions to the estimated future cash flows. Actual costs incurred upon settlement of the obligations are charged against the liability.

Decommissioning and environmental liabilities are determined by using management's best estimate of costs, taking into account the anticipated method and extent of restoration consistent with legal requirements, technological advances, industry practices and the possible use of the site. Since these estimates are specific to the sites involved, there are many individual assumptions underlying the Company's total decommissioning and environmental liability. These individual assumptions can be subject to change based on experience. Restoration technologies and costs are constantly changing, as are regulatory, political, environmental, safety and public relations considerations. The Company estimates future decommissioning and environmental costs based on current estimates adjusted for inflation. This estimate for inflation is also subject to management uncertainty.

Current and Deferred Tax

The Company follows the liability method of accounting for income taxes. Under this method, future tax assets and liabilities are determined based on differences between the financial reporting and tax basis of assets and liabilities and are measured using substantially enacted tax rates and laws that will be in effect when the differences are expected to reverse. The effect of a change in income tax rates on deferred tax liabilities and assets is recognized in net income in the period that the change occurs. Deferred tax assets are only recognized to the extent that it is probable that sufficient future taxable income will be available in the applicable jurisdiction to allow the deferred tax assets to be realized.

The determination of the Company's income and other tax liabilities requires interpretation of complex laws and regulations from multiple jurisdictions. Rates are also affected by legislative changes. All tax filings are subject to audit and potential reassessment after the lapse of considerable time. Accordingly, the actual income tax liability may differ significantly from that estimated and recorded in the financial statements. Estimates of current income tax for interim periods are also subject to additional uncertainty. A variety of factors cannot be known until year-end and, therefore, estimates are used for interim period current tax provisions.

Share-Based Compensation

The Company records share-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option is calculated at the grant date and expensed equally over the vesting term of the option. The Company records the cumulative stock option based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated share-based compensation for the exercised option. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital. The determination of share-based compensation expense is based on assumptions regarding stock volatility, risk-free interest rates and the expected life of the options. These assumptions, by their nature, are subject to measurement uncertainty.

The fair value of CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs is calculated using the market price of Parex shares on the date of issuance, and expensed over the vesting period of the CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

CosPSUs and LDPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs and LDPSUs eligible to vest at the end of the performance period. The expense recognized over the vesting period of the CosPSUs and LDPSUs is the fair value of the CosPSUs and LDPSUs with an estimated adjustment factor.

The fair value of CRSUs is calculated using the market price of Parex shares on the date of issuance and expensed over the vesting period of the CRSUs. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

The fair value of a DSU is calculated using the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the date of issuance and expensed immediately. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

Goodwill

Goodwill represents the excess of purchase price over fair value of net assets acquired and is assessed for impairment at December 31 of each year. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, or groups of CGUs, that are expected to benefit from the acquisition and is tested as described in the Company's impairment policy. The recoverable amount of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

Value in use is determined by estimating the present value of the future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of a goodwill impairment charge to net earnings.

These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, expected production volumes, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. Changes in assumptions used in determining the recoverable amount could affect the carrying value of the related assets and CGUs.

Derivative liabilities

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair value is based on quoted market price where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

Legal, Environmental Remediation and other Contingent Matters

In respect of these matters, the Company is required to determine both whether a loss is probable based on judgment and interpretation of laws and regulations and if such a loss can reasonably be estimated. When any such loss is determined, it is charged to net income. Management continually monitors known and potential contingent matters and makes appropriate provisions by charges to net income when warranted by circumstances.

DIRECTORS

Wayne Foo
Chairman of the Board

Robert Engbloom

Lynn Azar

Lisa Colnett

Sigmund Cornelius

G.R. (Bob) MacDougall

Glenn McNamara
Lead Director

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

OFFICERS & SENIOR EXECUTIVES

Imad Mohsen
President & Chief Executive Officer

Daniel Ferreiro
President & Country Manager, Parex Resources Colombia

Cameron Grainger
Chief Financial Officer

Eric Furlan
Chief Operating Officer

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Joshua Share
Sr. Vice President, Corporate Services

Katie Bernard
Vice President, New Ventures

CORPORATE HEADQUARTERS

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue S.W.,
Calgary, Alberta, Canada T2P 1G1

Tel: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OPERATING OFFICES

Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A,
Bogotá, Colombia

Tel: 571-629-1716
Fax: 571-629-1786

AUDITORS

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

LEGAL COUNSEL

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

TRANSFER AGENT AND REGISTRAR

Computershare Trust Company of Canada
Calgary, Alberta

RESERVES EVALUATORS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

INVESTOR RELATIONS

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Tel: 403-517-1733

Steven Eirich
Investor Relations & Communications Advisor

Tel: 587-293-3286

E-mail: investor.relations@parexresources.com

Website: www.parexresources.com

ABBREVIATIONS

Oil and Natural Gas Liquids	
bbl(s)	barrel(s)
mbbls	one thousand barrels
bbl(s)/d	barrels of oil per day
BOE or boe	barrel of oil equivalent, using the conversion factor of 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barrels of oil equivalent per day
mcf	thousand cubic feet
mcf/d	thousand cubic feet per day

Other	
WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
kms	Kilometers
FFO	Funds flow provided by operations

"BOEs" may be misleading, particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of six thousand cubic feet of natural gas to one barrel of oil equivalent (6 mcf: 1 bbl) is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

[Logo: PAREX | RESOURCES]

ESTADOS FINANCIEROS

PARA EL EJERCICIO CERRADO A **31 DE DICIEMBRE DE 2024**

INFORME DE GESTIÓN

La dirección es responsable de la fiabilidad e integridad de los estados financieros consolidados, las notas a los estados financieros consolidados y demás información financiera presentada en este informe anual

La dirección ha elaborado los estados financieros consolidados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("Normas Contables NIIF"). Dado que la determinación precisa de muchos activos y pasivos depende de acontecimientos futuros, la elaboración puntual de los estados financieros requiere que la dirección haga estimaciones e hipótesis y utilice su juicio. Cuando existen métodos contables alternativos, la dirección elige los que considera más apropiados dadas las circunstancias.

Los accionistas de la Sociedad designaron a PricewaterhouseCoopers LLP para expresar una opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados. Su revisión incluyó las pruebas y procedimientos que consideraron necesarios para obtener garantías razonables de que los estados financieros consolidados no contienen anomalías significativas.

El Consejo de Administración es responsable de supervisar que la dirección cumpla con sus responsabilidades en materia de información financiera y control interno. El Consejo ejerce esta responsabilidad a través del Comité de Finanzas y Auditoría. El Comité de Finanzas y Auditoría recomienda al Consejo el nombramiento de los auditores externos, evalúa su independencia y aprueba sus honorarios. El Comité de Finanzas y Auditoría se reúne periódicamente con la dirección y los auditores externos para supervisar que se cumplen adecuadamente las responsabilidades de la dirección, revisar los estados financieros consolidados y recomendar que los estados financieros consolidados se presenten al Consejo para aprobación. Los auditores externos tienen acceso pleno y sin restricciones al Comité de Finanzas y Auditoría para debatir su auditoría y sus conclusiones.

"firmado"	"firmado"
Imad Mohsen	Cameron Grainger
Presidente y Director Ejecutivo	Director Financiero

4 de marzo de 2025

REPÚBLICA DE COLOMBIA
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL
NOTARIO ENCARGADO
NOTARÍA ÚNICA DEL CÍRCULO DE CAUCASIA
NUC

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90
C.C. # 39 691 732

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

[Logo: *pwc*]

Informe del auditor independiente

A los accionistas de Parex Resources Inc.

Nuestra opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos reflejan fielmente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Parex Resources Inc y sus filiales (conjuntamente, la Sociedad) a 31 de diciembre de 2024 y 2023, así como su rendimiento financiero y sus flujos de efectivo para los ejercicios finalizados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (Normas de Contabilidad NIIF).

Lo que hemos auditado
Los estados financieros consolidados de la Sociedad comprenden.

- los balances consolidados a 31 de diciembre de 2024 y 2023;
- los estados consolidados del ingreso global correspondientes a los ejercicios cerrados en dichas fechas,
- los estados consolidados de cambios en el patrimonio neto correspondientes a los ejercicios cerrados en dichas fechas,
- los estados consolidados de flujos de tesorería correspondientes a los ejercicios cerrados en dichas fechas, y
- las notas a los estados financieros consolidados, que incluyen información sobre políticas contables importantes y demás información explicativa.

Base del dictamen

Realizamos nuestra auditoría de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá Nuestras responsabilidades en virtud de dichas normas se describen con más detalle en la sección *Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados* de nuestro informe.

Consideramos que las pruebas de auditoría que obtuvimos son suficientes y adecuadas para fundamentar nuestra opinión.

Independencia
Somos independientes de la Sociedad de conformidad con los requisitos éticos pertinentes para nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Canadá Hemos cumplido nuestras demás responsabilidades éticas de acuerdo con estos requisitos

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de auditoría son aquellas cuestiones que, a nuestro juicio profesional, fueron más significativas en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024. Estas cuestiones se abordaron en el contexto de

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 3100, Calgary, Alberta, Canadá T2P 5L3
Tel.: +1 403 509 7500, Fax: +1 403 781 1825, Fax al correo: ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers LLP una sociedad de responsabilidad limitada de Ontario.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

[Logo: *pwc*]

nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre los mismos, y no emitimos una opinión separada sobre estas cuestiones

Cuestión clave de auditoría

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en el inmovilizado material neto (PP&E)

Véanse la nota 2. Bases de preparación, estimaciones y juicios contables significativos; nota 3. Resumen de políticas contables significativas, nota 4. Determinación de los valores razonables y nota 8. Inmovilizado material de los estados financieros consolidados

La Sociedad tenía 1419 millones de dólares de PP&E netos a 31 de diciembre de 2024. Los gastos de agotamiento, depreciación y amortización (DD&A) ascendieron a 216 millones de dólares en el ejercicio finalizado en esa fecha.

El inmovilizado material de cada unidad generadora de efectivo (UGE) se agota utilizando el método de la unidad de producción basado en las reservas probadas más probables, incorporando los precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos previstos estimados en los que se incurrirá para desarrollar las reservas probadas más probables. Los costos de los grandes proyectos de desarrollo se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que están disponibles para uso. Las reservas probadas más probables, las previsiones de producción, los precios futurosde las materias primas, los costos futuros de desarrollo y explotación y los costos futuros de producción los elaboran evaluadores de reservas cualificados independientes de la empresa (expertos de la dirección).

A efectos de la comprobación del deterioro del valor, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo de uso continuado que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos. Los valores contables de los activos a largo plazo de la Sociedad se revisan en cada fecha de presentación de informes para determinar si existen indicadores de deterioro. Si existe un indicador de deterioro, la dirección estima el importe recuperable del activo o la UGE.

La pérdida por deterioro se reconoce si el valor contable de un activo o su UGE supera su importe recuperable estimado. El importe recuperable de un activo o una UGE es el mayor entre su valor de uso y su valor razonable menos los costos de eliminación (FVLCD). El FVLCD se basa en la información de mercado disponible, cuando procede. A falta de

Cómo abordó nuestra auditoría la cuestión clave

Nuestro enfoque para abordar el asunto incluyó, entre otros, los siguientes procedimientos:

- Se comprobó el modo en que la dirección determinó los importes recuperables de las UGE de Aguas Blancas y Boranda/Fortuna y los gastos de DD&A de una muestra de UGE, que incluyó lo siguiente:
  - Se evaluó la idoneidad del método utilizado por la dirección para realizar estas estimaciones.
  - Se comprobaron los datos utilizados para determinar estas estimaciones.
  - Se evaluó el carácter razonable de las hipótesis utilizadas para desarrollar las estimaciones subyacentes:
    - Reservas probadas más probables, previsiones de producción, costos futuros de desarrollo y explotación, y costos futuros de producción considerando el rendimiento pasado de las UGE pertinentes, y si estas hipótesis eran coherentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la fiscalización.
    - Los precios futuros de las materias primas, comparando esas previsiones con las de terceros del sector.
    - Las tasas de descuento, mediante la asistencia de profesionales con habilidad y conocimientos especializados en el campo de la valoración.
  - Se recalcularon las tasas unitarias de producción utilizadas para calcular los gastos de DD&A.
  - Se recalcularon los importes recuperables utilizados en los modelos de deterioro para calcular el gasto por deterioro.
- Se utilizó el trabajo de los expertos de

REPÚBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CAUCA CAUCA NUC

Ma MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTO A E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

[Logo: *pwc*]

Cuestión clave de auditoría	Cómo abordó nuestra auditoría la cuestión clave
dicha información, el FVLCD se determina utilizando los flujos de caja netos futuros descontados después de impuestos, que se basan en las siguientes hipótesis reservas probadas más probables, previsiones de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y explotación, costos futuros de producción y tasas de descuento. Se identificó un indicio de deterioro para las UGE Aguas Blancas y Boranda/Fortuna para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024 y se realizó una prueba de deterioro La Sociedad determinó que el valor contable de cada una de las UGE de Aguas Blancas y Boranda/Fortuna superaba su importe recuperable y se registró un deterioro del valor de 78,4 millones de dólares Los importes recuperables se determinaron utilizando el valor razonable menos el costo de eliminación. La determinación de las reservas probadas y probables requiere un juicio significativo. Determinamos que se trata de una cuestión clave de auditoría debido a (i) el juicio importante realizado por la dirección, incluido el uso de expertos de la dirección, al desarrollar las hipótesis para determinar los importes recuperables de las UGE de Aguas Blancas y Boranda/Fortuna y las reservas probadas más probables de petróleo y gas natural, y (ii) un alto grado de juicio, subjetividad y esfuerzo por parte del auditor al realizar los procedimientos relativos a las hipótesis	la dirección en la realización de los procedimientos para evaluar la razonabilidad de las reservas probadas más probables, las previsiones de producción, los costos futuros de producción, los costos futuros de desarrollo y explotación y los precios futuros de las materias primas utilizados para determinar el gasto de DD&A y los importes recuperables de las UGE Aguas Blancas y Boranda/Fortuna. Como base para utilizar este trabajo, se evaluaron la competencia, las capacidades y la objetividad de los expertos de la dirección, se comprendió el trabajo realizado y se evaluó la idoneidad del trabajo como prueba de auditoría Los procedimientos realizados también incluyeron la evaluación de los métodos e hipótesis utilizados por los expertos de la dirección, pruebas de los datos utilizados por los expertos de la dirección así como una evaluación de sus conclusiones

REPUBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ·BERNAL NOTARIO ENCARGADO NUC UNICA DEL CIRCULO DE CAJICA

MA. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90. C.C.# 39.091.732

[Logo: *pwc*]

Información adicional

La dirección es responsable del resto de la información El resto de la información comprende el Debate y Análisis de la Dirección.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no abarca la otra información y no expresamos ningún tipo de conclusión de fiabilidad al respecto.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información identificada anteriormente y, al hacerlo, considerar si es materialmente incoherente con los estados financieros consolidados o con nuestro conocimiento obtenido en la auditoría, o si de otro modo contiene errores materiales

Si, con base en el trabajo que hemos realizado, llegamos a la conclusión de que existe una incorrección material en esta otra información, estamos obligados a informarlo No tenemos nada que comunicar a este respecto.

Responsabilidades de la dirección y de los responsables del gobierno corporativo en relación con los estados financieros consolidados

La Dirección es responsable de la elaboración y la presentación fidedigna de los estados financieros consolidados de conformidad con las normas de contabilidad NIIF, así como del control interno que la Dirección considere necesario para permitir la elaboración de estados financieros consolidados libres de incorrecciones materiales, ya sea por fraude o error

En la preparación de los estados financieros consolidados, la dirección es responsable de evaluar la capacidad de la empresa para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, en su caso, las cuestiones relacionadas con la empresa en funcionamiento y utilizando la base contable de empresa en funcionamiento, a menos que la dirección tenga la intención de liquidar la Sociedad o cesar sus operaciones, o no tenga otra alternativa realista que hacerlo

Los encargados de la gobernanza son responsables de supervisar el proceso de información financiera de la Sociedad

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrecciones materiales, debidas a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá detecte siempre una incorrección material cuando existe. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, cabe razonablemente esperar que influyan en las decisiones económicas de los usuarios tomadas a partir de estos estados financieros consolidados

En el marco de una auditoría de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos el escepticismo profesional a lo largo de toda la auditoría Asimismo:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de que se produzcan incorrecciones materiales en los estados financieros consolidados, ya sea por fraude o error, diseñamos y aplicamos

[Logo: *pwc*]

procedimientos de auditoría que respondan a dichos riesgos y obtuvimos pruebas de auditoría suficientes y adecuadas para fundamentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material resultante de un fraude es mayor que el de una resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionadas, tergiversaciones o la anulación del control interno

- Obtuvimos una comprensión del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría adecuados a las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad
- Evaluamos la idoneidad de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información que facilitó la dirección.
- Concluimos sobre la idoneidad del uso por parte de la dirección de la base contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, si existe incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan arrojar dudas significativas sobre la capacidad de la empresa para continuar como empresa en funcionamiento. Si llegáramos a la conclusión de que existe una incertidumbre material, estamos obligados a llamar la atención en nuestro informe de auditoría sobre las revelaciones relacionadas en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones fueren inadecuadas, a modificar nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en las pruebas de auditoría obtenidas hasta la fecha de nuestro informe de auditoría Sin embargo, acontecimientos o condiciones futuros pueden hacer que la Sociedad deje de ser una empresa en funcionamiento
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados reflejan las transacciones y hechos subyacentes de forma que se logre una presentación fi
- Planificamos y realizamos la auditoría del grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada sobre la información financiera de las entidades o unidades de negocio de la Sociedad como base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado a efectos de la auditoría del grupo Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría

Nos comunicamos con los responsables de la gobernanza en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el calendario previstos de la auditoría y los resultados significativos de la auditoría, incluidas las deficiencias significativas del control interno que identificamos durante nuestra auditoría

También proporcionamos a los encargados de la gobernanza una declaración de que hemos cumplido los requisitos éticos pertinentes en materia de independencia, y de comunicarles todas las relaciones y demás asuntos que razonablemente pueda pensarse que influyen en nuestra independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardias.

A partir de las cuestiones comunicadas a los encargados de la gobernanza, determinamos las cuestiones más significativas para la auditoría de los estados financieros consolidados del ejercicio en curso y que, por tanto, constituyen las cuestiones clave de la auditoría Describimos estos

Mg MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

[Logo: *pwc*]

asuntos en nuestro informe de auditoría a menos que la ley o los reglamentos impidan la divulgación pública sobre el asunto o cuando, en circunstancias extremadamente raras, determinemos que un asunto no debe comunicarse en nuestro informe porque las consecuencias adversas de hacerlo superarían razonablemente los beneficios de interés público de dicha comunicación

El socio encargado de la auditoría que da lugar a este informe de auditoría independiente es Ryan Lundeen.

/s/PricewaterhouseCoopers LLP

Contables profesionales colegiados

Calgary, Alberta
4 de marzo de 2025

REPÚBLICA DE COLOMBIA
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL
NOTARIO ENCARGADO
NUC
NOTARÍA ÚNICA DEL CÍRCULO DE CAJICÁ (CUN.)

MARIA MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Balances consolidados

Al (en miles de dólares estadounidenses)	NOTA	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
ACTIVOS			
Activo circulante			
Efectivo y equivalentes de efectivo	21	$ 98,022	$ 140,352
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	21	581	—
Cuentas por cobrar	5	82,686	118,567
Anticipos y otros activos circulantes		29,042	44,990
Impuesto sobre la renta corriente a cobrar	19	33,595	29,012
Inventario de crudo	6	2,017	4,254
		245,943	337,175
Exploración y evaluación	7	116,928	211,590
Inmovilizado material	8	1,419,301	1,338,175
Inventario a largo plazo	9	199,474	204,701
Otros activos a largo plazo	21	11,489	3,556
Activo por impuestos diferidos	19	88,475	246,678
Fondo de comercio	12	73,452	73,452
		$ 2,155,062	$ 2,415,327
PASIVO Y FONDOS PROPIOS			
Pasivo circulante			
Cuentas por pagar y pasivo devengado		$ 170,731	$ 252,148
Instrumentos financieros derivados	24	1,160	—
Parte corriente de los pasivos por desmantelamiento y medioambientales	16	14,655	6,000
		186,546	258,148
Deuda bancaria	10	60,000	90,000
Obligación de arrendamiento	11	4,622	5,736
Pasivos por compensación en acciones liquidadas en efectivo	15	9,553	16,284
Pasivos por desmantelamiento y medioambientales	16	63,020	89,732
		323,741	459,900
Fondos propios			
Capital social	17	632,899	660,817
Excedente aportado		20,024	19,248
Beneficios no distribuidos		1,178,398	1,275,362
		1,831,321	1,955,427
		$ 2,155,062	$ 2,415,327

Compromisos y contingencias (nota 26)
Hechos posteriores (nota 28)
Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

Aprobado por el Consejo

"firmado"	"firmado"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Estados consolidados del ingreso global

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre (en miles de dólares estadounidenses, salvo los importes por acción)	NOTA	2024	2023
Ventas de petróleo y gas natural[1]	13	$ 1,280,029	$ 1,408,703
Regalías		(201,418)	(244,703)
Ingresos netos por ventas		1,078,611	1,164,000
Otros ingresos por ventas[1]	13	8,157	6,314
Contratos de gestión del riesgo de materias primas (pérdida)	24	(1,160)	—
Ingresos por ventas		1,085,608	1,170,314
Gastos			
Producción		255,278	207,129
Transporte		65,745	68,306
Petróleo comprado		904	4,583
Gastos generales y administrativos		68,908	61,077
Deterioro de activos de exploración y evaluación	7	54,085	82,858
Deterioro de activos de inmovilizado material	8	78,417	59,682
Deterioro de inventario a largo plazo	9	10,000	—
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	17	878	1,043
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo	18	584	29,321
Agotamiento, depreciación y amortización	8	215,770	194,229
Otros gastos[1]		6,227	2,582
Pérdidas por conversión de divisas	24	5,447	5,486
		762,243	716,296
Financieros (ingresos)[1]	14	(4,315)	(14,055)
Gastos financieros[1]	14	18,408	13,834
Gastos financieros netos		14,093	(221)
Ingresos antes de impuestos sobre la renta		309,272	454,239
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta			
Gasto por impuesto corriente	19	90,389	155,683
Gasto (recuperación) por impuestos diferidos	19	158,203	(160,753)
		248,592	(5,070)
Ingresos netos e ingresos globales del ejercicio		$ 60,680	$ 459,309
Ingresos netos básicos por acción ordinaria	20	$ 0,60	$ 4,32
Ingresos netos diluidos por acción ordinaria	20	$ 0,60	$ 4,32

[1] Algunas cifras comparativas se han reclasificado para ajustarse a la presentación del periodo actual, tal como se describe en la Nota 2.

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

REPUBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CUMBAL NUC

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Estados consolidados de cambios en el patrimonio neto

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre (en miles de dólares estadounidenses)		2024		2023
Capital social				
Saldo al principio del ejercicio	$	**660,817**	$	682,718
Emisión de acciones ordinarias en virtud de planes de compensación basados en acciones		**411**		5,956
Recompra de acciones		**(28,329)**		(27,857)
Saldo al final del ejercicio	$	**632,899**	$	660,817
Excedente aportado				
Saldo al principio del ejercicio	$	**19,248**	$	20,334
Compensación en acciones		**878**		1,043
Opciones y RSU ejercidas		**(102)**		(2,129)
Saldo al final del ejercicio	$	**20,024**	$	19,248
Beneficios no distribuidos				
Saldo al principio del ejercicio	$	**1,275,362**	$	1,011,940
Ingresos netos del ejercicio		**60,680**		459,309
Recompra de acciones		**(45,460)**		(77,211)
Dividendos		**(112,184)**		(118,676)
Saldo al final del ejercicio		**1,178,398**		1,275,362
	$	**1,831,321**	$	1,955,427

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

REPÚBLICA DE COLOMBIA
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL
NOTARIO ENCARGADO
NUC
NOTARÍA ÚNICA DEL CÍRCULO DE CAJICÁ CUND.

María Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.
C.C. 39691752

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Estados consolidados de flujos de tesorería

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre

(en miles de dólares estadounidenses)	NOTA	2024	2023
Actividades de explotación			
Ingresos netos		**$ 60,680**	$ 459,309
Añadir (deducir) partidas no monetarias			
Agotamiento, depreciación y amortización	8	**215,770**	194,229
Gastos financieros no en efectivo	14	**9,273**	8,279
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	17	**878**	1,043
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo	18	**584**	29,321
Gasto (recuperación) por impuestos diferidos	19	**158,203**	(160,753)
Deterioro de activos de exploración y evaluación	7	**54,085**	82,858
Deterioro de activos de inmovilizado material	8	**78,417**	59,682
Deterioro de inventario a largo plazo	9	**10,000**	—
Pérdidas (ganancias) no realizadas por conversión de divisas	24	**29,603**	(6,453)
Pérdidas no realizadas en contratos de gestión del riesgo de materias primas	24	**1,160**	—
Pérdida por liquidación de activos materiales		**1,987**	68
Pérdida por liquidación de pasivos de desmantelamiento	16	**1,593**	199
Variación neta del activo y pasivo	21	**(52,318)**	(291,311)
Efectivo procedente de actividades de explotación		**569,915**	376,471
Actividades de inversión			
Gastos de inmovilizado material	8	**(221,250)**	(310,933)
Gastos de exploración y evaluación	7	**(126,445)**	(172,410)
Gastos de inventario a largo plazo, netos de transferencias y ventas	9	**(4,773)**	(39,430)
Variación neta del capital circulante no monetario	21	**(39,775)**	(12,742)
Efectivo (utilizado en) actividades de inversión		**(392,243)**	(535,515)
Actividades de financiación			
Acciones ordinarias recompradas	17	**(73,789)**	(105,068)
Dividendos	17	**(112,184)**	(118,676)
Deuda bancaria (reembolso) empréstito	10	**(30,000)**	90,000
Emisión de acciones ordinarias en el marco de planes liquidados en acciones	17	**309**	3,827
Pagos por obligación de arrendamiento	11	**(681)**	(712)
Variación neta del capital circulante no monetario	21	**1,449**	—
Efectivo (utilizado en) actividades de financiación		**(214,896)**	(130,629)
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo y del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos del ejercicio		**(37,224)**	(289,673)
Repercusión de los tasas de cambio en los saldos de tesorería denominados en divisas		**(4,897)**	14,579
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, principio del ejercicio	21	**143,908**	419,002
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, cierre del ejercicio	21	**$ 101,787**	$ 143,908

Información complementaria sobre el flujo de tesorería (nota 21)

Véanse las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

REPÚBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARÍA ÚNICA DEL CÍRCULO DE CAJICÁ (CUN)

MA. MARGARITA DE LA PAVA ARELLANO
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Notas a los estados financieros consolidados

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024
(Importes tabulares en miles de dólares estadounidenses, salvo indicación contraria Los importes del texto se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario).

1. Información corporativa

Parex Resources Inc. y sus filiales ("Parex" o "la Sociedad") se dedican a la exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y gas natural en Colombia

Parex Resources Inc. es una sociedad que cotiza en bolsa, constituida y domiciliada en Canadá Su domicilio social está en 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. La empresa se constituyó el 17 de agosto de 2009, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta).

El Consejo de Administración aprobó los estados financieros consolidados el 4 de marzo de 2025.

2. Bases de preparación, estimaciones y juicios contables significativos

a) Declaración de conformidad
La Direccion elaboro los presentes estados financieros consolidados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("Normas Contables NIIF").

Las políticas aplicadas en los presentes estados financieros consolidados se basan en las normas contables NIIF emitidas y vigentes a 4 de marzo de 2025, fecha en que el Consejo de Administración aprobó los estados financieros consolidados.

b) Base de medición
Los estados financieros consolidados se han elaborado siguiendo el criterio del costo histórico, salvo en el caso de los instrumentos financieros derivados y las operaciones de compensación basadas en acciones, que se contabilizan a su valor razonable. Los métodos utilizados para medir los valores razonables se comentan en la nota 4 - Determinación de los valores razonables.

c) Uso de estimaciones y juicios de la dirección e incertidumbre en la medición
La preparación oportuna de los estados financieros consolidados requiere que la dirección haga estimaciones y utilice su juicio en relación con los importes presentados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados y los importes presentados de ingresos por ventas y gastos durante el período. Dichas estimaciones se refieren principalmente a transacciones y acontecimientos no liquidados en la fecha de los estados financieros consolidados. Por consiguiente, los resultados reales podrían diferir de los importes estimados a medida que se produzcan futuros acontecimientos confirmatorios. A continuación se exponen las principales estimaciones y juicios realizados por la Dirección en la elaboración de estos estados financieros consolidados:

(i) Agotamiento, depreciación y reservas
El agotamiento se basa en las reservas probadas más probables, evaluadas de conformidad con el Instrumento Nacional 51-101, *Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas* ("NI 51-101") e incorporando el costo futuro estimado de desarrollo y extracción de las mismas. El proceso de estimación de reservas es complejo Requiere importantes juicios y decisiones basados en los datos geológicos, geofísicos, de ingeniería y económicos disponibles. Estas estimaciones pueden cambiar sustancialmente a medida que se disponga de datos adicionales de las actividades de desarrollo en curso y del rendimiento de la producción, y a medida que cambien las condiciones económicas que repercuten en los precios y costos del petróleo y el gas. Las estimaciones de reservas se basan en las previsiones actuales de producción, los precios de las materias primas y los costos futuros de desarrollo. A medida que cambien las circunstancias y se disponga de datos adicionales, también podrán cambiar las estimaciones de reservas. Las estimaciones realizadas se revisan y se modifican, al alza o a la baja, según lo justifique la nueva información. A menudo es necesario revisar las estimaciones de reservas debido a cambios en el rendimiento de los pozos, precios, condiciones económicas y la normativa gubernamental.

Aunque se hacen todos los esfuerzos razonables para determinar que las estimaciones de reservas sean exactas, la estimación de reservas es una ciencia inferencial. En consecuencia, las decisiones subjetivas, la nueva información geológica o de producción y un entorno cambiante pueden afectar a estas estimaciones. Las revisiones de las estimaciones de reservas pueden deberse a cambios en los precios del petróleo y el gas al final del año y al rendimiento de los yacimientos. Estas revisiones pueden ser positivas o negativas. Los cambios en las estimaciones de reservas repercuten en los resultados financieros de la Sociedad, ya que las reservas y los costos de desarrollo futuros estimados se utilizan para calcular el agotamiento y también se emplean en la medición del valor razonable menos los costos de eliminación del inmovilizado material para los cálculos de deterioro (véase la nota 8 - Inmovilizado material).

(ii) Determinación de las unidades generadoras de efectivo ("UGE")
La determinación de las UGE requiere juicio para definir un grupo de activos que generan entradas de efectivo que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos Las UGE se determinan por la similitud de la estructura geológica, la infraestructura compartida, la proximidad geográfica, el tipo de materia prima, la exposición similar a los riesgos de mercado y la materialidad

REPÚBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CAJICA

TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

(iii) Exploración y evaluación ("E&E")
La decisión de transferir activos de E&E a inmovilizado material ("PP&E") se basa principalmente en las reservas probadas más probables estimadas para determinar la viabilidad técnica y comercial de un área (véase la nota 7 - Activos de exploración y evaluación).).

(iv) Pasivos por desmantelamiento y medioambientales
La empresa incurrirá en costos de desmantelamiento y restauración al final de la vida útil de algunos de sus activos. Los costos finales de desmantelamiento y restauración son inciertos, y las estimaciones de costos pueden variar en respuesta a muchos factores, como los cambios en los requisitos legales y reglamentarios pertinentes, la aparición de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros lugares de producción. El calendario previsto y el importe de los gastos también pueden variar en respuesta a cambios en las reservas, las leyes y reglamentos o su interpretación, el calendario y la probabilidad de liquidación de la obligación, las tasas de descuento y las tasas de interés futuros. En consecuencia, podrían producirse ajustes significativos de las disposiciones establecidas que afectarían a los resultados financieros futuros La Sociedad utiliza una tasa de descuento sin riesgo con base en las tasas de interés previstos en Colombia

Los pasivos por costos medioambientales se reconocen en el periodo en que se incurre en ellos, normalmente cuando se desarrolla el activo y se pueden estimar los costos asociados. Estos pasivos se suman a los pasivos de desmantelamiento debidos a las normativas gubernamentales que obligan a la Sociedad a llevar a cabo una mitigación adicional contra los problemas medioambientales atribuidos al uso del agua y la deforestación de las actividades petrolíferas y geísticas realizadas. Además, el calendario previsto para la liquidación de los pasivos medioambientales difiere del calendario previsto para la liquidación de los pasivos por desmantelamiento Vease la nota 16 - Pasivos por desmantelamiento y medioambientales.

(v) Indicadores de deterioro y tasa de descuento
Los importes recuperables de las UGE y los activos individuales se han determinado como el mayor entre el valor de uso de un activo o UGE y su valor razonable menos los costos de eliminación. Estos cálculos requieren el uso de estimaciones e hipótesis y están sujetos a cambios a medida que se dispone de nueva información, incluida información sobre futuros precios de las materias primas, cantidad de reservas y tasas de descuento, así como futuros costos de desarrollo y explotación. Es razonablemente posible que cambien las hipótesis sobre los precios de las materias primas, lo que podría afectar a la vida estimada de las reservas de petróleo y gas natural y a las reservas económicas recuperables y requerir un ajuste material del valor contable de los activos de petróleo y gas natural. La Sociedad vigila los indicadores internos y externos de deterioro del valor de su inmovilizado material, sus activos de exploración y evaluación y sus existencias a largo plazo. Véase la nota 7 - Activos de exploración y evaluación, nota 8 Inmovilizado material, nota 9 - Existencias a largo plazo y nota 12 - Fondo de comercio.

(vi) Compensación en acciones
Los costos de compensación devengados en virtud del plan de opciones sobre acciones de la Sociedad están sujetos a la estimación de cuál será el desembolso final utilizando el modelo de fijación de precios Black-Scholes, que se basa en supuestos significativos como la volatilidad futura del precio de mercado de las acciones de Parex y la duración prevista de la opción sobre acciones emitida Los costos de compensación devengados en virtud del plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSU") de la Sociedad, del plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo o en Acciones ("CosRSU") y Unidades de Acciones en función de los Resultados ("CosPSU") y del plan de Unidades de Acciones Restringidas de Larga Duración ("LDRSU") y Unidades de Acciones en función de los Resultados ("LDPSU") se contabilizan a su valor razonable sobre la base del precio de mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión. Los costos de compensación devengados en virtud del plan de Unidades Accionariales Diferidas ("DSU") de la Sociedad se registran a su valor razonable sobre la base del precio medio ponderado de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Sociedad durante el periodo inmediatamente anterior a la fecha de emisión. Véase nota 17 Capital social y nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo

(vii) Activo/pasivo financiero derivado
El valor razonable estimado de los instrumentos derivados y de los activos y pasivos derivados resultantes depende de los precios a plazo estimados y de la volatilidad de dichos precios y, por su naturaleza, están sujetos a incertidumbre de medición.

(viii) Impuestos sobre la renta
Las interpretaciones, normativas y legislaciones fiscales de las distintas jurisdicciones en las que operan la Sociedad y sus filiales están sujetas a cambios e interpretaciones. Como tales, los impuestos sobre la renta están sujetos a incertidumbre de medición. La Sociedad sigue el método del pasivo para calcular los impuestos diferidos. La evaluación de la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos requiere que la Sociedad realice estimaciones significativas relacionadas con las expectativas de flujos de caja futuros de las operaciones y la aplicación de la legislación fiscal vigente En la medida en que los flujos de caja y los ingresos imponibles futuros difieran significativamente de las estimaciones, podría verse afectada la capacidad de la Sociedad para realizar los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados en la fecha del balance Además, los cambios en la legislación fiscal podrían limitar la capacidad de la Sociedad para obtener deducciones fiscales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente en la medida en que sea probable que se disponga de beneficios fiscales con los que poder compensar las diferencias temporarias no utilizadas. Los precios del petróleo, las cantidades de reservas de petróleo y gas y la producción futura de petróleo y gas podrían afectar a los ingresos previstos y las tasas impositivos futuros. Si estos factores u otras circunstancias cambiasen, la Sociedad volvería a evaluar su capacidad para registrar cualquier aumento o disminución de su activo por impuesto sobre la renta diferido. En la medida en que los resultados reales difieran de las estimaciones de la dirección, pueden surgir cargos o créditos fiscales en periodos futuros. Véase la nota 19 - Impuesto sobre la renta.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

(bx) Combinaciones de negocios, adquisiciones de empresas e inmuebles

Las combinaciones de negocios y las adquisiciones de empresas e inmuebles se contabilizan según el método de adquisición, por el que los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a su valor razonable. La determinación del valor razonable requiere a menudo que la dirección haga suposiciones y estimaciones sobre acontecimientos futuros. El valor razonable del inmovilizado material reconocido en una combinación de negocios, adquisición de empresas o propiedades se basa en los valores de mercado. El valor de mercado del inmovilizado material es el importe estimado por el que podría intercambiarse en la fecha de adquisición entre un comprador dispuesto y un vendedor dispuesto, en una transacción realizada en condiciones de independencia mutua y tras una adecuada comercialización, en la que cada una de las partes hubiera actuado con conocimiento de causa, prudencia y sin coacción. El valor de mercado de las participaciones petrolíferas y de gas natural (incluidas en PP&E) se estima con referencia a los flujos de caja descontados que se espera que se deriven de la producción de petróleo y gas natural sobre la base de informes de reservas elaborados externamente. El valor de mercado de los activos E&E se estima con referencia a los valores de mercado de transacciones comentes realizadas en condiciones de independencia mutua en lugares comparables. También se requieren hipótesis para determinar el valor razonable de las obligaciones de desmantelamiento asociadas a las propiedades. Los cambios en cualquiera de estas hipótesis o estimaciones utilizadas para determinar el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos podrían afectar a los importes asignados a los activos, pasivos y fondo de comercio (o ganancia por compra en condiciones muy ventajosas) en la ecuación de adquisición. Los beneficios netos futuros pueden verse afectados como resultado de cambios en el agotamiento y la depreciación futuros, el deterioro de los activos o del fondo de comercio.

d) Cambio de presentación

Las partidas de ingresos por ventas y gastos de periodos anteriores se reclasificaron para adaptarlas a la presentación del periodo actual.

Los ingresos por transporte por oleoducto, que antes se incluían en Ventas de petróleo y gas natural, se incluyeron en Otros ingresos por ventas.

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Ventas de petróleo y gas natural, según presentación anterior	$	1,414,552
Reclasificación a Otros ingresos por ventas		(5,849)
Ventas de petróleo y gas natural, tal como se presentan actualmente	**$**	**1,408,703**

Los ingresos por ventas relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructuras, que antes se incluían en Ingresos financieros, se incluyeron en Otros ingresos por ventas:

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Ingresos financieros, según presentación anterior	$	14,520
Reclasificación a Otros ingresos por ventas		(465)
Ingresos financieros, tal como se presentan actualmente	**$**	**14,055**

Las pérdidas (ganancias) por liquidación de provisiones, las pérdidas (ganancias) por enajenación de activos materiales y otros impuestos municipales, que antes se incluían en Gastos financieros, se incluyeron en Otros gastos.

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Gastos financieros, según presentación anterior	$	16,416
Reclasificación a Otros gastos		(2,582)
Gastos financieros, tal como se presentan actualmente	**$**	**13,834**

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE COLMENA (ANT)

TRADUCTO A - INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

3. Resumen de las principales políticas contables

Las políticas contables que se exponen a continuación se aplicaron de manera uniforme a todos los ejercicios presentados en estos estados financieros consolidados y tanto la Sociedad como sus filiales las aplicaron de manera uniforme.

a) Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de la Sociedad y de todas sus filiales a 31 de diciembre de 2024. Las principales filiales operativas y sus actividades son:

Entidad	País de constitución	País de actividad principal	% de Propiedad	Actividad comercial principal
Parex Resources (Colombia) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de petróleo y gas natural
Verano Energy (Suiza) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de petróleo y gas natural

La lista anterior no incluye las filiales en propiedad absoluta de la sociedad de cartera ni las filiales inactivas de la sociedad operativa de Parex. Todas las empresas del grupo Parex son filiales al 100 %.

Los saldos y transacciones entre empresas se eliminan en la consolidación. Las participaciones en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, en función de los derechos y obligaciones de las partes del acuerdo. Las operaciones conjuntas surgen cuando la Sociedad tiene derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos del acuerdo. La Sociedad reconoce su participación en los activos, pasivos, ingresos por ventas y gastos de una operación conjunta. Una parte significativa de los flujos de caja de explotación de la Sociedad procede de operaciones conjuntas de desarrollo y producción de crudo en Colombia. Las empresas conjuntas surgen cuando la Sociedad tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. Las empresas conjuntas se contabilizan por el método de puesta en equivalencia.

b) Conversión de divisas

(i) Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros consolidados se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en el que opera la Sociedad (la "moneda funcional"). Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional de Parex.

(ii) Transacciones y saldos

Las transacciones en divisas se convierten a la moneda funcional utilizando las tasas de cambio vigentes en la fecha de la transacción. Por lo general, las pérdidas y ganancias por tasa de cambio resultantes de la liquidación de transacciones en divisas y de la conversión a las tasas de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas de la moneda funcional de una operación se reconocen en el estado del ingreso global.

c) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se reconocen cuando la Sociedad se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento. Los activos y pasivos financieros no se compensan a menos que la Sociedad tenga el derecho legal actual de compensarlos y pretenda liquidarlos por su importe neto o liquidar el activo y el pasivo simultáneamente.

La Sociedad clasifica sus valoraciones del valor razonable en una jerarquía de tres niveles, en función del grado en que los datos son observables, como se indica a continuación:

- Los datos de nivel 1 son precios cotizados en mercados activos para activos y pasivos idénticos;
- Los datos del Nivel 2 son datos, distintos de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo directa o indirectamente; y
- Los datos de nivel 3 son datos no observables para el activo o el pasivo.

Clasificación y valoración de los activos financieros

La clasificación inicial de un activo financiero depende del modelo de negocio de la empresa para gestionar sus activos financieros y de las condiciones contractuales de los flujos de efectivo. La Sociedad clasifica sus activos financieros en tres categorías de valoración:

- Costo amortizado: incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos para cobrar flujos de efectivo contractuales, y sus términos contractuales dan lugar en fechas especificadas a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de capital e intereses,
- Valor razonable con cambios en otro ingreso global ("FVOCI"): Incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se consigue tanto cobrando los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros, cuando sus condiciones contractuales dan lugar en fechas determinadas a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de capital e intereses, o bien
- Valor razonable con cambios en resultados ("FVTPL"): Incluye activos que no cumplen los criterios de costo amortizado o FVOCI y se registran a valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los instrumentos financieros derivados.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA NUC

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION N. 359 MARZO 1 DEL 90

En el momento del reconocimiento inicial, la Sociedad puede designar irrevocablemente un activo financiero que cumpla los criterios de costo amortizado o FVOCI como valorado a FVTPL si al hacerlo elimina o reduce significativamente una asimetría contable. En el momento del reconocimiento inicial de una inversión de capital que no se mantenga con fines de negociación, la Sociedad puede optar irrevocablemente por presentar los cambios posteriores en el valor razonable de la inversión en OCI. No hay reclasificación posterior de los cambios en el valor razonable a beneficios tras la baja de la inversión. Sin embargo, los dividendos que reflejan un rendimiento de la inversión siguen reconociéndose en los beneficios netos. Esta elección se realiza inversión por inversión.

En el momento del reconocimiento inicial, la Sociedad registra un activo financiero por su valor razonable y, en el caso de un activo financiero no contabilizado al valor razonable con cambios en resultados, incluidos los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de los activos financieros contabilizados al valor razonable con cambios en resultados se registran como gasto en los beneficios netos.

Los activos financieros se reclasifican con posterioridad a su reconocimiento inicial únicamente si cambia el modelo de negocio para gestionar dichos activos financieros. Los activos financieros afectados se reclasificarán el primer día del primer ejercicio sobre el que se informe tras el cambio de modelo de negocio. Un activo financiero se da de baja en cuentas cuando los derechos a recibir flujos de efectivo del activo han expirado o se han transferido y la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Deterioro de activos financieros
La Sociedad reconoce provisiones para pérdidas crediticias esperadas ("ECL") en sus activos financieros valorados al costo amortizado Debido a la naturaleza de sus activos financieros, la Sociedad contabiliza las provisiones para pérdidas por un importe igual a las ECL previstas para toda la vida. Las ECL vitalicias son las ECL previstas que resultan de todos los posibles impagos a lo largo de la vida esperada de un activo financiero. Las ECL son una estimación de las pérdidas crediticias ponderada por la probabilidad Las pérdidas crediticias se registran como el valor actual de todos los déficits de tesorería (es decir, la diferencia entre los flujos de tesorería adeudados a la entidad de conformidad con el contrato y los flujos de tesorería que la Sociedad espera recibir). Las ECL se descuentan a la tasa de interés efectivo del activo financiero correspondiente. La Sociedad no tiene activos financieros que contengan un componente de financiación.

A 31 de diciembre de 2024, todas las cuentas a cobrar de la Sociedad estaban pendientes desde hacía menos de 90 días. La pérdida crediticia media esperada en las cuentas comerciales a cobrar de la Sociedad era del 0,5 % a 31 de diciembre de 2024.

Clasificación y valoración de los pasivos financieros
Un pasivo financiero se clasifica inicialmente como valorado a costo amortizado o FVTPL. Un pasivo financiero se clasifica como valorado a FVTPL si se mantiene para negociar, es un derivado o se designa como FVTPL en el reconocimiento inicial. La clasificación de un pasivo financiero es irrevocable

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se registran a su valor razonable y los cambios en el valor razonable, junto con cualquier gasto por intereses, se reconocen en los beneficios netos Los otros pasivos financieros se registran inicialmente al valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles y se valoran posteriormente al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva Los gastos por intereses y las pérdidas y ganancias por tasa de cambio se reconocen en los beneficios netos. Cualquier ganancia o pérdida por baja en cuentas también se reconoce en los beneficios netos.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación se cumple, se cancela o expira. Cuando un pasivo financiero existente se sustituye por otro de la misma contraparte con condiciones sustancialmente diferentes, o se modifican sustancialmente las condiciones de un pasivo existente, se trata

como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo Cuando se alteran las condiciones de un pasivo financiero existente, pero los cambios se consideran no sustanciales, se contabiliza como una modificación del pasivo financiero existente. Cuando un pasivo se modifica sustancialmente, se considera extinguido, y se reconoce una ganancia o pérdida en los beneficios netos basada en la diferencia entre el importe en libros del pasivo dado de baja y el valor razonable del pasivo revisado. Cuando se modifica un pasivo de forma no sustancial, el costo amortizado del pasivo se vuelve a valorar en función de los nuevos flujos de caja y se registra una ganancia o pérdida en los beneficios netos.

Instrumentos financieros derivados
Los instrumentos financieros derivados se utilizan para gestionar la exposición económica a los riesgos de mercado relacionados con los precios de las materias primas, las tasas de conversión de divisas y las tasas de interés. Existen políticas y procedimientos con respecto a la documentación y las aprobaciones necesarias para el uso de instrumentos financieros derivados. Cuando se ejecutan instrumentos financieros específicos, la Sociedad evalúa, tanto en el momento de la compra como de forma continua, si el instrumento financiero utilizado en la operación concreta es eficaz para compensar los cambios en los valores razonables o los flujos de efectivo de la transacción.

Los activos y pasivos de gestión de riesgos son instrumentos financieros derivados clasificados como registrados al valor razonable con cambios en resultados. Los instrumentos financieros derivados se registran utilizando la contabilidad de valoración a precios de mercado, según la cual los instrumentos se registran en los balances consolidados como activo o pasivo, y los cambios en el valor razonable se reconocen en los beneficios netos como ganancia o pérdida en la gestión de riesgos. El valor razonable estimado de todos los instrumentos derivados se basa en precios de mercado cotizados o, en su defecto, en indicaciones y previsiones de mercado de terceros.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO
Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

d) Activos fijos

(i) Exploración y evaluación

Todos los costos directamente asociados a la exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas natural se capitalizan inicialmente. Los costos de E&E son los gastos de un área cuya viabilidad técnica y comercial aún no se han determinado. Estos costos incluyen los de adquisición de propiedades no probadas, los de exploración, los geológicos y geofísicos, los de desmantelamiento, los de perforación E&E, los de muestreo y de tasación. Los costos incurridos antes de adquirir los derechos legales para explorar una zona se cargan directamente en el ingreso global como gastos de exploración y producción.

Cuando se determina que un área es técnicamente factible y comercialmente viable, los costos acumulados se transfieren a PP&E, donde se agotan. Cuando se determina que un area no es técnicamente factible y comercialmente viable o la Sociedad decide no continuar con su actividad, los costos irrecuperables se cargan en el ingreso global como deterioro del valor de los activos de exploración y evaluación. Los ingresos netos procedentes de cualquier eliminacion de un activo inmaterial de exploración se registran como una reducción de los activos inmateriales

(ii) Inmovilizado material

Todos los costos directamente relacionados con el desarrollo de reservas de petróleo y gas natural se capitalizan área por área. Los costos de desarrollo incluyen gastos en áreas en las que se ha determinado la viabilidad técnica y comercial. Estos costos incluyen adquisiciones de propiedades probadas, perforaciones de desarrollo, terminación de pozos, instalaciones de recogida e infraestructuras, costos de desmantelamiento y restauración y transferencias de activos de E&E.

Los costos acumulados dentro de cada UGE se agotan utilizando el método de la unidad de producción basado en las reservas probadas más probables, incorporando los precios y costos futuros estimados Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos previstos estimados en los que se incurrirá para desarrollar las reservas probadas más probables. Los costos de los grandes proyectos de desarrollo se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que están disponibles para uso.

Los costos asociados al mobiliario de oficina, las instalaciones y las mejoras en los locales arrendados se contabilizan al costo y se amortizan linealmente a lo largo de la vida útil estimada de los activos, que oscila entre 1 y 5 años.

(iii) Inventario a largo plazo

Todos los costos en forma de existencias de materiales y equipos de larga duración, como tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes, se capitalizan inicialmente A medida que se utilizan, los activos se incorporan a los costos de los proyectos E&E y PP&E correspondientes.

e) Deterioro de activos a largo plazo

Los importes en libros de los activos a largo plazo de la Sociedad, distintos de los activos por impuestos diferidos, se revisan en cada fecha de presentación de informes para determinar si hay indicios de deterioro También se evalua el deterioro del valor de los activos E&E cuando se reclasifican a PP&E, y, si los hechos y circunstancias sugieren que el valor contable supera el importe recuperable Los activos E&E se asignan a las UGE relacionadas, en las que se evalúa su deterioro en el momento de su posible reclasificación a PP&E. Los activos E&E no reclasificados a PP&E se evalúan por deterioro bloque por bloque. Las existencias a largo plazo se evalúan por deterioro si los hechos y circunstancias sugieren que el valor contable supera el importe recuperable. Si existen indicios de deterioro, la dirección estima el importe recuperable de los activos E&E o de las existencias a largo plazo.

A efectos de la comprobación del deterioro del valor, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo de uso continuado que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos. El importe recuperable de un activo o de una UGE es el mayor entre su valor de uso y su valor razonable menos los costos de eliminación ("FVLCD").

El valor de uso se determina estimando el valor actual de los flujos de caja netos futuros antes de impuestos que se espera obtener del uso continuado del activo o UGE. El FVLCD se basa en la información de mercado disponible, cuando procede. A falta de dicha información, el FVLCD se determina utilizando flujos de caja netos futuros descontados después de impuestos que se basan en las siguientes hipótesis: reservas probadas más probables, previsiones de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y explotación, costos futuros de producción y tasas de descuento Evaluadores de reservas cualificados e independientes de la empresa elaboran las reservas probadas más probables, las previsiones de producción, los precios futuros de las materias primas, los costos futuros de desarrollo y explotación y los costos futuros de producción.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor contable de un activo o de su UGE supera su importe recuperable estimado. Las pérdidas por deterioro se reconocen en el ingreso global.

El importe recuperable del fondo de comercio se determina como el valor razonable menos los costos de eliminación utilizando un método de flujos de caja descontados. El fondo de comercio se evalúa a nivel del segmento Colombia, ya que las combinaciones de negocios que dan lugar al fondo de comercio no tienen beneficios específicamente identificables para ninguna UGE.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en ejercicios anteriores se evalúan en cada fecha de presentación de informes para detectar cualquier indicio de que la pérdida haya disminuido o haya dejado de existir. Una pérdida de valor o deterioro se revierte si se ha producido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el importe recuperable. Una pérdida por deterioro se revierte únicamente en la medida en que el valor contable del activo no supere el valor contable que se habría determinado, neto de agotamiento y depreciación o amortización, si no se hubiera reconocido ninguna pérdida por deterioro.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO

TRADUCTORA INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN N. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

f) Inventario de crudo

Las existencias de petróleo crudo consisten en petróleo crudo en tránsito en la fecha del balance y se valoran al menor costo, utilizando el método del costo medio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el crudo a su estado y ubicación actuales.

g) Petróleo comprado

El petróleo comprado incluye los costos de compra de crudo de terceros. Los costos del crudo de terceros se registran inicialmente en existencias hasta que se transfiere la titularidad del crudo.

h) Fondo de comercio

El fondo de comercio se registra en una adquisición comercial cuando el precio de compra supera los valores razonables asignados a los activos adquiridos y los pasivos asumidos. El fondo de comercio no se amortiza, y se realiza una prueba de deterioro anualmente o cuando se producen acontecimientos que podrían indicar un deterioro. Para comprobar el deterioro del valor, el fondo de comercio se asigna a cada una de las UGE, grupos de UGE o segmento operativo de la Sociedad que se espera se beneficie de la adquisición. El fondo de comercio se comprueba combinando los importes en libros del inmovilizado material, los activos de exploración y evaluación y el fondo de comercio, y comparándolos con el importe recuperable. El valor razonable menos los costos de eliminación se obtiene estimando los flujos de tesorería netos futuros descontados después de impuestos, tal como se describe en la prueba de deterioro del inmovilizado material, más el valor razonable de mercado de los terrenos no urbanizados, el material sísmico y las existencias. El valor de uso se evalúa utilizando el valor actual de los flujos de caja futuros previstos. Cualquier exceso del valor contable sobre el valor recuperable se registra como deterioro. Los cargos por deterioro, que no afectan a los impuestos, se reconocen en el ingreso global y no se revierten. El fondo de comercio se contabiliza al costo menos cualquier pérdida de valor.

i) Reconocimiento de ingresos por ventas

Parex obtiene sus ingresos principalmente de la venta de materias primas, que incluyen petróleo crudo y gas natural. Los ingresos asociados a la venta de productos básicos se reconocen cuando Parex transfiere el control a sus clientes. Los contratos de venta de materias primas de la Sociedad representan una serie de transacciones distintas. La Sociedad considera cumplidas sus obligaciones de resultados y transfiriendo el control cuando se cumplen todas las condiciones siguientes:

- Parex ha transferido el título y la posesión física de la mercancía al comprador;
- Parex ha transferido los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de la mercancía al comprador; y
- Parex tiene el derecho actual al pago.

Los ingresos por ventas se valoran en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente y excluyen los importes cobrados por cuenta de terceros. La Sociedad vende su producción de crudo y gas natural en virtud de contratos de precio variable. El precio de transacción de los contratos de precio variable se basa en el precio de la materia prima, ajustado en función de la calidad, ubicación y otros factores. El importe de los ingresos por ventas reconocidos se basa en el precio de transacción acordado, reconociéndose en el mismo periodo cualquier variabilidad en el precio de transacción. La Sociedad no tiene contratos en los que el periodo entre la transferencia de los bienes o servicios prometidos al cliente y el pago del cliente sea superior a un año. En consecuencia, Parex no ajusta sus transacciones de ingresos por ventas al valor temporal del dinero.

Parex celebra contratos con clientes que pueden tener obligaciones de ejecución insatisfechas (o parcialmente insatisfechas) en la fecha de presentación de la información. La Sociedad aplica una solución práctica de la NIIF 15 y no revela información sobre las obligaciones de ejecución restantes que tienen una duración original prevista de un año o menos, o para las obligaciones de ejecución en las que la Sociedad tiene derecho a una contraprestación de un cliente por un importe que se corresponde directamente con el valor para el cliente del rendimiento de la Sociedad realizado hasta la fecha. La Sociedad también aplica una solución práctica de la NIIF 15 que permite que cualquier costo incremental de obtener contratos con clientes se reconozca como gasto cuando se incurra en él, en lugar de capitalizarlo.

Las modificaciones de los contratos con los clientes de la Sociedad podrían cambiar el alcance o el precio contractual, o ambos. Existe modificación contractual cuando las partes del contrato aprueban la modificación por escrito, verbalmente o basándose en las prácticas comerciales habituales de las partes. Las modificaciones contractuales se consideran un contrato separado cuando hay un producto adicional a un precio de venta independiente, o como parte del contrato existente, mediante un ajuste acumulativo de recuperación o de forma prospectiva a lo largo de la duración contractual restante, dependiendo de la naturaleza de la modificación y de si son distintos los productos restantes.

Las transacciones de ingresos por ventas de la Sociedad no contienen componentes de financiación significativos.

Parex genera otros ingresos procedentes de actividades no esenciales, incluidos los ingresos por transporte de gasoductos y los ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructuras. Otros ingresos por ventas se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan a la entidad, el importe puede medirse con fiabilidad y se valora al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir.

j) Compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital

La Sociedad cuenta con un plan de opciones sobre acciones incentivadas en virtud del cual puede emitir opciones para determinados empleados, directivos y administradores, tal como se describe en la nota 17 - Capital social. La Sociedad contabiliza los gastos de compensación en acciones utilizando el método del valor razonable. El valor razonable de una opción concedida se calcula en la fecha de concesión utilizando el modelo de fijación de precios Black-Scholes y se contabiliza como gasto a lo largo del periodo de otorgamiento

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO CIRCULO DE CAJICA

M. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

de la opción. La empresa determina una tasa de caducidad adecuado examinando el historial de sus caducidades La Sociedad contabiliza la compensación acumulada basada en acciones como superávit contribuido Cuando se ejercen las opciones, el superávit contribuido se reduce y el capital social se incrementa por el importe de la compensación basada en acciones acumulada por el valor ejercido. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de opciones sobre acciones se abona al capital social.

En el momento del ejercicio de las opciones, la contraprestación pagada, junto con el importe previamente reconocido en el superávit contribuido, se contabiliza como un aumento del capital social

k) Compensación en acciones liquidadas en efectivo

La Sociedad tiene un plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSUs") que le permite emitir CRSUs a ciertos empleados de Parex Colombia como se describe en la nota 18 Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo. Las obligaciones de pago en efectivo en virtud del plan de CRSU de las filiales extranjeras se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de otorgamiento en función del valor razonable de las CRSU El valor razonable de las CRSU es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en la fecha de valoración. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las CRSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneración en el periodo de caducidad El pasivo por CRSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

La Sociedad tiene un plan de unidades de acciones diferidas ("DSU") que le permite emitir DSU a todos los directores no empleados de Parex Resources Inc. como se describe en la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo Dado que las DSU se devengan inmediatamente después de su emisión, las obligaciones de pago de efectivo en virtud del plan de DSU se devengan como gastos de compensación inmediatamente después de su emisión sobre la base del valor razonable de las DSU. El valor razonable de las DSU en cada periodo de presentación es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en la fecha de valoración. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las DSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado La compensación devengada por una unidad que caducada se ajusta disminuyendo el costo de indemnización en el periodo de caducidad.

La Sociedad tiene un plan de incentivos de unidades de acciones restringidas/unidades de acciones de rendimiento liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU/CosPSU") para emitir CosRSU y CosPSU a determinados empleados de Parex Canada, tal como se describe en la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo. Las obligaciones de pago en efectivo o de liquidación de acciones en virtud del plan de CosRSU y CosPSU se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de devengo en función del valor razonable de las CosRSU y CosPSU El valor razonable de las CosRSU y CosPSU es igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en la fecha de valoración. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las CosRSU y CosPSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneración en el periodo de caducidad. El pasivo de CosRSU y CosPSU puede liquidarse en efectivo o mediante la emisión de acciones ordinarias a elección del empleado.

La Empresa tiene un plan de incentivos de Unidades de Acciones Restringidas de Larga Duración/Unidades de Acciones de Rendimiento ("LDRSU/LDPSU") para emitir LDRSUs y LDPSUs a ciertos empleados de Parex Canadá como se describe en la nota 18 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo. Las obligaciones de pago en efectivo o de liquidación de acciones en virtud del plan de LDRSUs y LDPSUs se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de otorgamiento en función del valor razonable de las LDRSUs y LDPSUs. El valor razonable de las LDRSU y las LDPSU equivale al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en la fecha de valoración. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las LDRSU y LDPSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneración en el periodo de caducidad. El pasivo de LDRSUs y LDPSUs puede liquidarse en efectivo o mediante la emisión de acciones ordinarias a elección del empleado.

l) Provisiones

Se reconoce una provisión si, como resultado de un suceso pasado, la Sociedad tiene una obligación legal o implícita actual que pueda estimarse de forma fiable, y es probable que sea necesaria una salida de beneficios económicos para liquidar la obligación. Las provisiones se determinan descontando los flujos de caja futuros previstos a una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos del pasivo No se reconocen provisiones para futuras pérdidas de explotación.

m) Pasivos por desmantelamiento y medioambientales

Las actividades de la Sociedad dan lugar a actividades de desmantelamiento, clausura, medio ambiente, abandono y rehabilitación de centros. Se estableces provisiones por el costo estimado de la futura restauración del centro y se capitalizan en la categoría de activos correspondiente.

Los pasivos por desmantelamiento y medio ambiente se registran al valor actual de la mejor estimación de la dirección sobre el costo y el calendario futuro de los gastos necesarios para liquidar la obligación actual en la fecha del balance, utilizando una tasa de descuento sin riesgo. Con posterioridad a la valoración inicial, la obligación se ajusta al final de cada periodo para reflejar el paso del tiempo y los cambios en los flujos de caja futuros estimados subyacentes a la obligación El aumento de la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como gasto financiero, mientras que se capitalizan los aumentos (disminuciones) debidos a cambios en los flujos de caja futuros estimados Los costos reales incurridos en la liquidación de los pasivos de desmantelamiento y medioambientales se cargan la provisión en la medida en que se haga constituido.

JESUS MARTIN GOMEZ ECHNAL
NOTARIO ENCARGADO
NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE TAURAMENA

TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.
CC # 39691752

n) Segmentos operativos

La Dirección ha determinado los segmentos operativos basándose en la información revisada periódicamente a efectos de la toma de decisiones, la asignacion de recursos y la evaluación del rendimiento operativo por parte de los principales responsables de la toma de decisiones operativas de la Sociedad. Los segmentos operativos son Canadá y Colombia La Sociedad evalúa el rendimiento financiero de sus segmentos operativos basándose principalmente en el flujo de caja operativo.

o) Ingresos y gastos financieros

Los gastos financieros comprenden los intereses relacionados con la línea de crédito dispuesta, las comisiones por disponibilidad inmediata relacionadas con la línea de crédito no dispuesta, los impuestos bancarios, la periodificación de provisiones, otros y la provisión (recuperación) de pérdidas crediticias esperadas. Los ingresos financieros comprenden los intereses devengados por efectivo y otros ingresos.

p) Otros gastos

Otros gastos se componen de pérdidas (ganancias) por liquidación de pasivos de desmantelamiento, pérdidas (ganancias) por enajenación de activos materiales y otros impuestos municipales.

q) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y los equivalentes de efectivo se componen de efectivo y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con vencimientos inferiores a 3 meses mantenidos en bancos autorizados de Canadá e instituciones financieras reconocidas de Colombia y Suiza con calificaciones crediticias BBB+ o superiores.

r) Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

El efectivo y equivalentes de efectivo restringidos se componen de efectivo y equivalentes de efectivo pignorados para satisfacer compromisos en contratos a largo plazo. Las restricciones caducarán cuando se cumplan las obligaciones de trabajo en virtud de los contratos. Se excluyen de la clasificación del activo circulante el efectivo y los derechos a efectivo que están restringidos en cuanto a su retiro o utilización para operaciones distintas de las corrientes o que están destinados a gastos para satisfacer compromisos en virtud de contratos a largo plazo. La parte a largo plazo del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos se incluye en otros activos a largo plazo en el balance de la Sociedad.

s) Impuestos sobre la renta

El gasto por impuesto sobre la renta comprende el impuesto corriente y el difendo El gasto por impuesto sobre la renta se reconoce en el ingreso global.

El impuesto corriente es el impuesto a pagar previsto sobre la base imponible del ejercicio, utilizando las tasas impositivas aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha de cierre del balance, y cualquier ajuste del impuesto a pagar correspondiente a ejercicios anteriores.

En general, los impuestos diferidos se reconocen con respecto a las diferencias temporales que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus valores contables en los estados financieros consolidados. Los impuestos diferidos se determinan sobre una base no descontada, utilizando las tasas impositivos, las tasas de conversión de divisas y las leyes promulgadas o prácticamente promulgadas en la fecha del balance y que se espera aplicar cuando se liquide el activo o pasivo por impuestos difendos. Los activos por impuestos difendos se reconocen en la medida en que sea probable que puedan recuperarse. No se prevén impuestos difendos sobre las diferencias temporanas que surgen de las inversiones en filiales, excepto, en el caso de las filiales, cuando la Sociedad controla el momento de la reversión de la diferencia temporaria, y es probable que la diferencia temporana no revierta en un futuro previsible. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se presentan como no corrientes.

t) Información por acción

Los ingresos netos básicos por acción se calculan dividiendo los ingresos o pérdidas atribuibles a los accionistas ordinarios de la Sociedad entre el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el periodo. Los ingresos netos diluidos por acción se determinan ajustando los ingresos o pérdidas atribuibles a los accionistas ordinarios y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación para tener en cuenta los efectos de los instrumentos dilusivos, como las opciones concedidas a los empleados, excepto cuando el efecto sería antidilusivo.

u) Arrendamientos

El activo por derecho de uso ("activo ROU") y la correspondiente obligación de arrendamiento se reconocen en los balances en la fecha en que un activo arrendado está disponible para uso. Los intereses asociados a la obligación de arrendamiento se reconocen a lo largo del periodo de arrendamiento con el correspondiente incremento de la obligación de arrendamiento subyacente. Los activos ROU se amortizan linealmente a lo largo del plazo de arrendamiento. La depreciación de los activos ROU se reconoce en DD&A.

Los activos ROU y las obligaciones de arrendamiento se valoran inicialmente por su valor actual Las obligaciones por arrendamiento se valoran como el valor actual neto de los pagos por arrendamiento, que pueden incluir pagos fijos por arrendamiento, pagos variables por arrendamiento y pagos para ejercer una opción de prórroga o rescisión, si procede, si la Sociedad tiene una certeza razonable de ejercer cualquiera de esas opciones. Los activos ROU se valoran al costo, que se compone del importe de la valoración inicial de la obligación de arrendamiento, menos los incentivos recibidos La tasa implícita en el arrendamiento se utiliza para determinar el valor actual del pasivo y del activo ROU relacionados de un arrendamiento, a menos que esta tasa no sea fácilmente determinable, en cuyo caso se utiliza la tasa deudor incremental de la Sociedad.

[Logo: PAREX RESOURCES INC.]

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO ZONA UNICA DEL CIRCULO DE CAJICA

M. Margarita De La Pava A.
Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90
Cedula 39691952

Los activos ROU y las obligaciones por arrendamiento se valoran de nuevo cuando se produce un cambio en los pagos futuros por arrendamiento derivado de un cambio en un índice, tasa o plazo, o si se produce un cambio en la evaluación sobre si la Sociedad ejercerá una opción de prórroga o rescisión.

Los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de escaso valor no se reconocen en los balances, sino que los pagos por arrendamiento se reconocen en los estados financieros a medida que se incurre en ellos.

v) Capital social

Las acciones ordinarias se clasifican como fondos propios. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de acciones ordinarias se reconocen como deducción de los fondos propios, netos de cualquier efecto fiscal. Cuando la empresa recompra sus propias acciones ordinarias, el capital social se reduce en el valor contable medio de las acciones recompradas. El exceso del precio de compra sobre el valor contable medio se reconoce como deducción de las ganancias acumuladas. Las acciones se cancelan en el momento de la recompra.

w) Dividendos

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen en los estados financieros de la Sociedad en el período en que los declara el Consejo de Administración.

x) Nuevas políticas contables

i) Modificaciones de la NIC 1 Presentación de estados financieros

El 1 de enero de 2024, la Sociedad adoptó las modificaciones de la NIC 1 *Presentación de estados financieros* ("NIC 1"). Las modificaciones aclaran los requisitos para la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en los estados de situación financiera y especifican la clasificación y revelación de un pasivo con pactos. No hubo un impacto material en los estados financieros de la empresa.

y) Pronunciamientos contables futuros

La Sociedad tiene previsto adoptar las siguientes modificaciones de las normas contables, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("CNIC"), que son efectivas para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Los pronunciamientos se adoptarán en sus respectivas fechas de entrada en vigor.

i) Modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos financieros y a la NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar

En mayo de 2024, el CNIC emitió modificaciones a la NIIF 9 *Instrumentos financieros* y a la NIIF 7 *Instrumentos financieros: Divulgaciones* relacionadas con la liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico y la evaluación de las características contractuales de los flujos de efectivo de los activos financieros. Las modificaciones entrarán en vigor el 1 de enero de 2026, pero no se espera que tengan un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Parex.

ii) NIIF 18 Presentación e información a revelar en los estados financieros

En abril de 2024, el CNIC emitió la NIIF 18 *Presentación e información a revelar en los estados financieros* ("NIIF 18"), que sustituirá a la NIC 1 e incluye requisitos para todas las entidades que apliquen las normas de contabilidad NIIF en materia de presentación e información a revelar en los estados financieros. La NIIF 18 introducirá nuevos totales, subtotales y categorías de ingresos y gastos en la cuenta de resultados, además de exigir la divulgación de medidas de rendimiento definidas por la dirección y requisitos adicionales sobre la agregación y desagregación de determinada información. Se espera que las nuevas orientaciones mejoren la utilidad de la información presentada y divulgada en los estados financieros de las empresas. La NIIF 18 entrará en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su adopción anticipada, y deberá adoptarse de forma retroactiva. Parex está evaluando actualmente el impacto de esta nueva norma contable NIIF en sus estados financieros consolidados.

4. Determinación del valor razonable

Varias de las políticas contables de la Sociedad y la información a revelar requieren la determinación del valor razonable de los activos y pasivos financieros y no financieros. Los valores razonables se han determinado a efectos de valoración y/o divulgación con base en los métodos que se indican a continuación. Cuando proceda, en las notas específicas de ese activo o pasivo se ofrece más información sobre las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables.

a) PP&E, exploración y evaluación e inventarios a largo plazo

El valor razonable de los activos de PP&E, exploración y evaluación e inventario a largo plazo se determina si existen indicadores de deterioro. El valor razonable de los activos PP&E, exploración y evaluación e inventarios a largo plazo es el importe estimado por el que podrían intercambiarse los activos en la fecha de adquisición entre un comprador y un vendedor dispuestos a realizar una transacción en condiciones de independencia mutua tras una comercialización adecuada en la que cada una de las partes hubiera actuado con conocimiento de causa, con prudencia y sin coacción. El valor razonable de los activos de petróleo y gas natural (incluidos en PP&E) se estima con referencia a los flujos de caja descontados que se espera que se deriven de la producción de petróleo y gas natural sobre la base de los informes de reservas elaborados por los evaluadores de reservas cualificados independientes de la Sociedad. La tasa de descuento ajustado al riesgo es específica del activo con referencia a las condiciones generales del mercado.

JESUS MARTIN GOMEZ CARVAL NOTARIO PÚBLICO

M. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90
CC# 39691952

b) Efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar y pasivo acumulado

El valor razonable de efectivo, las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar y pasivos devengados se estima como el valor actual de los flujos de caja futuros, descontados a la tasa de interés de mercado en la fecha del informe. A 31 de diciembre de 2024 y 2023, el valor razonable de estos saldos se aproximaba a su valor contable debido a su corto plazo de vencimiento.

c) Opciones sobre acciones

El valor razonable de las opciones sobre acciones se calcula utilizando el modelo de fijación de precios Black-Scholes. Los criterios de valoración incluyen el precio de la acción en la fecha de valoración, el precio de ejercicio de la opción, la volatilidad futura esperada del precio de la acción, la vida media ponderada esperada de los instrumentos (basada en la experiencia histórica y en el comportamiento general de los tenedores de opciones), los dividendos esperados, la tasa de caducidad esperada y la tasa de interés sin riesgo (basado en los bonos del Gobierno de Canadá) para la vida esperada correspondiente, tal y como se describe en la nota 17 - Capital social.

d) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo, unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o en acciones y unidades de acciones en función de los resultados, unidades de acciones restringidas de larga duración y unidades de acciones en función de los resultados y unidades de acciones diferidas.

El valor razonable de las CRSU, CosRSU y CosPSU, LDRSU y LDPSU, y DSU se mide sobre la base del precio de mercado de las acciones de Parex en cada fecha de balance. Véase la nota 18 - Planes de incentivos liquidados en efectivo.

e) Activo/pasivo financiero derivado

Los contratos de gestión de riesgos se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se suscribe un contrato de derivados y se vuelven a valorar a su valor razonable en cada fecha de presentación de información posterior. El valor razonable del contrato de gestión de riesgos en el momento del reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Tras el reconocimiento inicial, los valores razonables se basan en precios de mercado cotizados cuando están disponibles en mercados activos; de lo contrario, los valores razonables se estiman sobre la base de los precios de mercado en la fecha del informe para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

5. Cuentas por cobrar

		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023
Créditos comerciales	$	77,106	$	105,625
Impuestos sobre el valor agregado (IVA)		5,580		12,942
Total	$	82,686	$	118,567

Los créditos comerciales consisten principalmente en deudores por venta de petróleo relacionados con las ventas de petróleo de la Sociedad. El IVA por cobrar es de 5,6 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (12,9 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023). Se espera que todas las cuentas por cobrar se reciban en un plazo de doce meses, por lo que se reconocen como activos corrientes.

REPÚBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ SERNAL NOTARIO ENCARGADO

Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN N. 359 MARZO 1 DEL 90
CC # 39 691 732

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

6. Inventario de crudo

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Inventario de crudo	$ 2,017	$ 4,254

Las existencias de petróleo crudo consisten en petróleo crudo en tránsito en la fecha del balance y se valoran al menor costo, utilizando el método del costo medio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el crudo a su estado y ubicación actuales. Durante 2024, 728,0 millones de dólares (704,4 millones de dólares para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2023) de costo de inventario de crudo producido se contabilizaron como gastos en los estados consolidados de ingresos globales. El crudo comprado se vende inmediatamente. El costo asociado al petróleo comprado figura en los estados consolidados del ingreso global como gasto de petróleo comprado.

7. Activos de exploración y evaluación

Costo		
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**$**	**115,745**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo		172,410
Cambios en el pasivo por desmantelamiento		6,293
Deterioro de exploración y evaluación		(82,858)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**$**	**211,590**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo		126,445
Transferencias a PP&E		(168,053)
Cambios en el pasivo por desmantelamiento		1,031
Deterioro de exploración y evaluación		(54,085)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**$**	**116,928**

Adiciones y transferencias
Los activos E&E consisten en los proyectos de exploración de la empresa que están pendientes de la determinación de reservas probadas o probables o del deterioro de su valor. Durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, las adiciones de 126,4 millones de dólares (172,4 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) representan la parte correspondiente a la Sociedad de los costos incurridos en activos E&E durante el periodo. Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024, se transfirieron 168,1 millones de dólares de activos E&E a PP&E relacionados con el Bloque Arauca.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, se han capitalizado 3,6 millones de dólares de gastos generales y administrativos (2,3 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023)) en concepto de actividades de exploración y evaluación durante el ejercicio en curso

Deterioros 2024
Durante 2024, la Empresa realizó las revisiones de deterioro de sus activos E&E. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociado con el Bloque LLA-122 por costos relacionados con un pozo de exploración que indicaba resultados técnicamente inviables con una tolerancia al riesgo aceptable. La revisión del deterioro comparó el valor contable de los activos con el valor razonable menos el costo de eliminación (nivel 3) para determinar el importe recuperable, que se fijó en cero dólares para los activos del bloque LLA-122. Se determinó que el deterioro era de 54,1 millones de dólares, que se registran en los estados consolidados de ingresos globales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024

Deterioros 2023
Durante 2023, la Sociedad realizó las revisiones de deterioro de sus activos E&E. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los bloques VIM-43 y LLA-134 por costos relacionados con pozos de exploración que arrojaron resultados no rentables, la Sociedad también tenía planes de renunciar al bloque LLA-134. Además, el deterioro incluye los costos del bloque LLA-81 que se deterioraron al transferirse a inmovilizado material, ya que el valor contable superaba su importe recuperable. El análisis de deterioro comparó el valor contable de los activos con el valor razonable menos el costo de eliminación (datos del nivel 3) para determinar el importe recuperable, que se fijó en cero dólares para los activos de los bloques VIM-43 y LLA-134 y en 12,3 millones de dólares para los activos del bloque LLA-81. Se determinó que el deterioro era de 82,9 millones de dólares, que se registran en los estados consolidados de ingresos globales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

El método del valor razonable menos el costo de eliminación requiere hipótesis que son datos de nivel 3.

A 31 de diciembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, la Sociedad no poseía activos E&E en Canadá.

M. Margarita De La Pava A.
Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90
CC # 39.091.252

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

8. Inmovilizado material

	Canadá	Colombia	Total
Costo			
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**$ 15,796**	**$ 3,051,099**	**$ 3,066,895**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	1,816	309,117	310,933
Cambios en el pasivo por desmantelamiento y medio ambiente	—	25,721	25,721
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**17,612**	**3,385,937**	**3,403,549**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	3,820	217,430	221,250
Transferencias de activos E&E	—	168,053	168,053
Cambios en el pasivo por desmantelamiento y medio ambiente	—	(14,523)	(14,523)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**$ 21,432**	**$ 3,756,897**	**$ 3,778,329**
Depreciación acumulada, agotamiento y amortización			
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**$ 7,847**	**$ 1,803,653**	**$ 1,811,500**
Agotamiento y depreciacion del ejercicio	1,164	192,225	193,389
Amortizacion - Activo por derecho de uso	767	73	840
DD&A incluidos en el cálculo del costo del inventario de crudo	—	(37)	(37)
Deterioro del inmovilizado material	—	59,682	59,682
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**9,778**	**2,055,596**	**2,065,374**
Agotamiento y depreciación del ejercicio	1,975	212,961	214,936
Amortización - Activo por derecho de uso	760	74	834
DD&A incluidos en el cálculo del costo del inventario de crudo	—	(533)	(533)
Deterioro del inmovilizado material	—	78,417	78,417
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**$ 12,513**	**$ 2,346,515**	**$ 2,359,028**
Valor neto contable:			
A 31 de diciembre de 2022	$ 7,949	$ 1,247,446	$ 1,255,395
A 31 de diciembre de 2023	$ 7,834	$ 1,330,341	$ 1,338,175
A 31 de diciembre de 2024	**$ 8,919**	**$ 1,410,382**	**$ 1,419,301**

Adiciones y transferencias
Durante 2024, las adiciones de inmovilizado material ("PPE") de 221,3 millones de dólares corresponden principalmente a costos de perforación e instalaciones en Colombia. Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024, se transfirieron 168,1 millones de dólares de activos E&E a PP&E relacionados con el Bloque Arauca.

Durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023, las adiciones de 310,9 millones de dólares correspondieron principalmente a costos de perforación e instalaciones en Colombia.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, se incluyeron en el cálculo del agotamiento de los activos de desarrollo y producción unos costos de desarrollo futuros de 426,7 millones de dólares (409,5 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, se han capitalizado 5,0 millones de dólares de gastos generales y administrativos (7,1 millones de dólares para ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023)) en relación con las actividades de desarrollo y producción durante el ejercicio en curso.

Deterioros
Los valores contables de los activos de PP&E de la Sociedad se revisan en cada fecha de presentación de informes para determinar si hay indicios de deterioro

2024
Una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables en la UGE Aguas Blancas y en la UGE Boranda/Fortuna, ambas en la cuenca de Magdalena, para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024, puso de manifiesto una disminución en comparación con la estimación del ejercicio anterior. La Dirección consideró que se trataba de un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión del deterioro de estas UGE. No se observaron indicadores de deterioro en las demás UGE.

La Sociedad determinó que los valores contables de la UGE Aguas Blancas y la UGE Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca de Magdalena, excedían sus valores recuperables y se registró un deterioro de 78,4 millones de dólares en los estados consolidados de ingresos globales para el período de tres meses cerrado el 31 de diciembre de 2024. Todas las demás UGE tenían importes recuperables

superiores a sus valores contables. El importe recuperable se determinó utilizando el valor razonable menos el costo de eliminación. El método del valor razonable menos el costo de eliminación requiere hipótesis que son datos de nivel 3.

El valor razonable se determinó mediante el descuento de los flujos de caja netos futuros después de impuestos de las reservas probadas más probables utilizando los precios y costos previstos preparados por los evaluadores de reservas cualificados independientes de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024 Véase en la nota 12 - Fondo de comercio los precios futuros del crudo que utilizó el evaluador independiente de reservas de Parex No hay activos E&E asociados a estas UGE. Los flujos de caja futuros se descontaron utilizando una tasa del **14 %** A 31 de diciembre de 2024, el importe recuperable de la UGE Aguas Blancas se estimaba en 20,9 millones de dólares, y el importe recuperable de la UGE Boranda/Fortuna se estimaba en 3,5 millones de dólares. Un cambio del 1 % en la tasa de descuento supuesta o un cambio del 5 % en las estimaciones de precios a plazo durante la vida de las reservas tendría un impacto inmaterial en el deterioro

2023
Una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables en la UGE Boranda/Fortuna en la Cuenca de Magdalena para el ejecicio cerrado el 31 de diciembre de 2023, evidenció una disminución en comparación con la estimación del año anterior. La Dirección consideró que se trataba de un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión del deterioro de esta UGE. No se observaron indicadores de deterioro en las demás UGE.

La Sociedad determinó que el valor contable de la UGE Boranda/Fortuna en la cuenca de Magdalena superaba su valor recuperable y se registró un deterioro de valor de 59,7 millones de dólares en los estados consolidados del ingreso global para el periodo de tres meses encerrado el 31 de diciembre de 2023. Todas las demás UGE tenían importes recuperables superiores a sus valores contables. El importe recuperable se determinó utilizando el valor razonable menos el costo de eliminación. El método del valor razonable menos el costo de eliminación requiere hipótesis que son datos de nivel 3.

El valor razonable se determinó descontando los flujos de caja netos futuros después de impuestos de las reservas probadas más probables utilizando los precios y costos previstos preparados por los evaluadores de reservas cualificados independientes de la Sociedad a 31 de diciembre de 2023. Véase en la nota 12 - Fondo de comercio los precios futuros del crudo que utilizó el evaluador independiente de reservas de Parex. No hay activos E&E asociados a esta UGE. Los flujos de caja futuros se descontaron utilizando una tasa del 14 %. A 31 de diciembre de 2023, el importe recuperable de la UGE Boranda/Fortuna se estimaba en 40,9 millones de dólares. Un cambio del 1 % en la tasa de descuento supuesta o un cambio del 5 % en las estimaciones de precios a plazo durante la vida de las reservas tendría un impacto inmaterial en el deterioro.

9. Inventario a largo plazo

La empresa dispone de existencias de materiales de larga duración, como tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes.

Costo		
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**$**	**165,271**
Adiciones		114,803
Transferencias a activos E&E y PP&E		(75,373)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**$**	**204,701**
Adiciones		55,990
Transferencias a activos E&E y PP&E		(40,028)
Transferencia a costos de producción		(5,269)
Venta de inventario		(5,920)
Deterioro		(10,000)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**$**	**199,474**

En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, las adiciones de inventario a largo plazo ascendieron a 56,0 millones de dólares (114,8 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). Durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, 40,0 millones de dólares (75,4 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) de inventario a largo plazo se incorporaron a los costos de los proyectos de E&E y PP&E y 5,3 millones de dólares se incorporaron a los costos de producción. Durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, se vendieron a terceros 5,9 millones de dólares de inventario a largo plazo

Durante 2024, la Sociedad realizó una revisión de la pérdida de valor o deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor contable de determinados activos de inventario a largo plazo era inferior a su importe recuperable y se registró un deterioro de valor de 10,0 millones de dólares en los estados consolidados del ingreso global para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024

REPÚBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ CERNAL NOTARIO ENCARGADO

TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

10. Deuda bancaria

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Deuda bancaria	$ 60,000	$ 90,000

La Sociedad tiene una línea de crédito preferente garantizada con un consorcio de bancos que a 31 de diciembre de 2024 tenía una base de préstamo de 240,0 millones de dólares (200,0 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023). La línea de crédito tiene por objeto servir de medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o de cartas de crédito a medida que surjan. A 31 de diciembre de 2024, se habían dispuesto 60,0 millones de dólares (90,0 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023) de la línea de crédito La capacidad no dispuesta de la línea de crédito a 31 de diciembre de 2024 era de 180,0 millones de dólares (110,0 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023)

La línea de crédito devenga intereses y comisiones conforme a las siguientes modalidades:
(i) Los anticipos de la línea de crédito renovable devengan intereses a una tasa anual igual a la tasa básica en EE. UU. o SOFR más los márgenes aplicables,
(ii) los anticipos de la línea operativa devengan intereses a una tasa anual igual a la tasa preferente canadiense más los márgenes aplicables, y
(iii) los importes no dispuestos devengan una comisión de compromiso.

La línea de crédito está garantizada por los activos colombianos de la Sociedad y tiene fecha de vencimiento final el 21 de mayo de 2026. La próxima revisión anual está prevista para mayo de 2025.

Los principales compromisos incluyen una deuda financiada total de cuatro trimestres consecutivos a prueba de EBITDA ajustado de 3:50:1, y otros compromisos operativos de negocios estándar para cada período de presentación de informes. La Sociedad cumplía todos los compromiso a 31 de diciembre de 2024

La siguiente tabla enumera los principales compromisos financieros de la empresa a 31 de diciembre de 2024:

Descripción del compromiso		31 de diciembre de 2024
Deuda total financiada sobre EBITDA ajustado	Relación máxima 3,50:1	0,31

A 31 de diciembre de 2024, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH") y los bloques de la empresa conjunta Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") relacionadas con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un importe de 160,7 millones de dólares (141,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023). Las garantías se han proporcionado en forma de cartas de crédito a diversos plazos que proporcionan principalmente bancos latinoamericanos selectos sobre una base no garantizada. Las cartas de crédito emitidas a favor de la ANH y Ecopetrol se reducen de vez en cuando para reflejar el trabajo realizado en los distintos bloques (véase la nota 26 - Compromisos y contingencias).

11. Obligación de arrendamiento

La Sociedad tiene los siguientes compromisos futuros asociados a sus obligaciones de arrendamiento:

	Canadá	Colombia	Total
Saldo a 31 de diciembre de 2022	$ 5,779	$ 1,055	$ 6,834
Gastos por intereses	43	151	194
Pagos de arrendamiento	(746)	(160)	(906)
Pérdidas por conversión de divisas	78	270	348
Saldo a 31 de diciembre de 2023	$ 5,154	$ 1,316	$ 6,470
Gastos por intereses	38	151	189
Pagos de arrendamiento	(702)	(168)	(870)
Conversión de divisas (ganancia)	(419)	(167)	(586)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	$ 4,071	$ 1,132	$ 5,203
Obligación corriente	(568)	(13)	(581)
Obligación a largo plazo	$ 3,503	$ 1,119	$ 4,622

Los estados consolidados del ingreso global del ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 incluyen los siguientes gastos relacionados con arrendamientos: 0,2 millones de dólares (0,2 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) de gastos por intereses relacionados con la obligación de arrendamiento, 0,8 millones de dólares (0,8 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) de depreciación de activos de derecho de uso, 0,9 millones de dólares (0,8 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) de componentes no relacionados con el arrendamiento asociados a la obligación de arrendamiento de oficinas y 2,1 millones de dólares (2,2 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) relacionados con arrendamientos a corto plazo y de bajo valor. Las salidas de efectivo totales relacionadas con la obligación de arrendamiento de oficinas fueron de 2,6 millones de dólares para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 (ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023 - 2,5 millones de dólares)

JESUS MARTIN ... NAL ... LIMPIA DEL C ...

Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90
Cod. 691 7552

12. Fondo de comercio

	31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023
Fondo de comercio	$ 73,452	$ 73,452

Prueba de deterioro del fondo de comercio
La Sociedad realizó su prueba anual de deterioro del valor del fondo de comercio en la fecha del balance de conformidad con su política descrita en la nota 3 - Resumen de políticas contables significativas. La Sociedad ha asignado el fondo de comercio al segmento operativo de Colombia.

El valor razonable estimado menos los costos de eliminación del segmento operativo de Colombia superaba el valor contable. En consecuencia, no se registró ninguna pérdida de valor del fondo de comercio.

Técnicas de valoración
El importe recuperable del grupo de UGE a las que se asignó el fondo de comercio se basa en el valor razonable menos los costos de eliminación. La técnica utilizada para determinar el importe recuperable se basa en el valor actual neto de los flujos de caja después de impuestos de las reservas de petróleo y gas del grupo de UGE, sobre la base de las reservas estimadas por el evaluador de reservas independiente de Parex, y el valor razonable de los terrenos no urbanizados, basado en estimaciones que tienen en cuenta los parametros de adquisición de transacciones recientes realizadas con activos similares a los contenidos en el grupo de UGE pertinente. El proceso de descuento utiliza una tasa de rentabilidad acorde con el riesgo asociado a los activos y el valor temporal del dinero. Este método requiere hipótesis sobre los ingresos por ventas, precios futuros del petróleo, tasas impositivas y tasas de descuento, todos ellos datos de nivel 3.

Supuestos importantes
Reservas de petróleo
Las hipótesis válidas en el momento de estimar las reservas pueden variar significativamente cuando se dispone de nueva información. Las variaciones en las estimaciones de los precios a plazo, los costos de producción o las tasas de recuperación pueden modificar la situación económica de las reservas y, en última instancia, dar lugar a una revisión.

Precios futuros del petróleo
En el modelo de flujo de efectivo se utilizan estimaciones de los precios a plazo del petróleo. Los precios de las materias primas han fluctuado mucho en los últimos años debido a factores mundiales y regionales, como los fundamentos de la oferta y la demanda, los niveles de inventario, las tasas de cambio, el clima y factores económicos y geopolíticos. Los precios futuros del petróleo utilizados en el modelo se basan en una previsión de los precios del crudo que realizó el evaluador independiente de reservas de Parex.

Los precios utilizados a 31 de diciembre de 2024 son los siguientes

	2025	2026	2027	2028	2029	En lo sucesivo
Brent (USD/bbl)	75,25	77,50	80,08	82,69	84,34	Aumento del 2 % anual
WTI (USD/bbl)	71,25	73,50	76,00	78,53	80,10	Aumento del 2 % anual

Los precios utilizados a 31 de diciembre de 2023 son los siguientes:

	2024	2025	2026	2027	2028	En lo sucesivo
Brent (USD/bbl)	77,00	79,50	81,49	82,58	84,19	Aumento del 2 % anual
WTI (USD/bbl)	72,50	75,00	76,99	78,53	80,10	Aumento del 2 % anual

Tasa de descuento
La Sociedad asumió una tasa de descuento para calcular el valor actual de sus flujos de efectivo previstos. La tasa de descuento representó un costo medio ponderado del capital ("WACC") para empresas comparables que operan en sectores similares, basado en información pública disponible. El WACC es una estimación de la tasa de rendimiento global requerida para una inversión, tanto para los propietarios de deuda como de capital, y sirve de base para desarrollar una tasa de descuento adecuada. Su determinación requiere un análisis separado del costo del capital y de la deuda y considera una prima de riesgo basada en una evaluación de los riesgos relacionados con los flujos de caja previstos del grupo de UGE basadas en Colombia cuyos ingresos están denominados en USD. La tasa de descuento después de impuestos utilizada para realizar la prueba de deterioro fue del 14 % (14 % para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023).

El valor razonable del grupo de UGE colombianas era superior a su valor contable. Con base en el análisis de sensibilidad, ningún cambio razonablemente posible en las hipótesis de las tasas de descuento haría que el valor contable del grupo de UGE de Colombia superase su importe recuperable.

JESUS MARIA GOMEZ CAMACHO NOTARIO 5 DEL CIRCULO DE BOGOTA D.C.
M. Margarita De La Pava A. TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90. cc# 39691332

13. Ventas de petróleo y gas natural y otros ingresos por ventas

Las ventas de la producción de petróleo y gas natural de la Sociedad se determinan de conformidad con los términos de los acuerdos de ingresos por ventas. El precio de transacción del petróleo crudo y el gas natural se basa en el precio de la materia prima en el mes de producción, ajustado en función de la calidad, la ubicación, las deducciones permitidas, si las hubiere, u otros factores. Los precios de las materias primas se basan en índices de mercado que se determinan mensual o diariamente.

Las ventas de petróleo y gas natural de la Sociedad por productos son las siguientes.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Petróleo	$	**1,267,178**	$	1,398,607
Gas natural		**12,851**		10,096
Ventas de petróleo y gas natural	$	**1,280,029**	$	1,408,703

A 31 de diciembre de 2024, las cuentas a cobrar por contratos con clientes, que se incluyen en cuentas a cobrar, ascendían a 77,1 millones de dólares (105,6 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023).

Los otros ingresos por ventas de la Sociedad incluyen los ingresos por transporte de gasoductos e ingresos relacionados con la generación de energía y uso de infraestructuras

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Otros ingresos por ventas	$	**8,157**	$	6,314

14. Gastos financieros netos

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Gastos bancarios y comisiones de líneas de crédito	$	**3,673**	$	4,813
Intereses por deuda bancaria		**4,174**		711
Incremento de los pasivos de desmantelamiento y medioambientales		**9,206**		8,701
Intereses y otros ingresos		**(4,315)**		(14,055)
Intereses de activos por derecho de uso		**189**		194
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (recuperación)		**67**		(422)
Otros		**1,099**		(163)
Gastos financieros netos	$	**14,093**	$	(221)

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Gastos financieros no en efectivo	$	**9,273**	$	8,279
Gastos (Ingresos) financieros en efectivo		**4,820**		(8,500)
Gastos financieros netos	$	**14,093**	$	(221)

15. Pasivos por compensación en acciones liquidadas en efectivo

Los pasivos por compensación en acciones liquidadas en efectivo se componen de los siguientes elementos:

		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023
CosRSU y CosPSU a largo plazo por pagar	$	**4,000**	$	8,365
LDRSU y LDPSU por pagar a largo plazo		**619**		—
DSU por pagar a largo plazo		**3,535**		5,515
CRSU pagaderas a largo plazo		**1,399**		2,404
Total a pagar de la compensacion basada en acciones liquidada en efectivo	$	**9,553**	$	16,284

JESUS MARTIN GOMEZ ERNAL NOTARIO ENCARGADO
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN N. 359 MARZO 1 DEL 90
C.C. # 39.691.852

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

16. Pasivos por desmantelamiento y medioambientales

	Desmantelamiento	Medio ambiente	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2022	**$ 38,818**	**$ 14,474**	**$ 53,292**
Adiciones	9,676	1,379	11,055
Liquidación de obligaciones durante el ejercicio	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Pérdida por liquidación de obligaciones	199	—	199
Gastos de incremento	6,098	2,603	8,701
Cambio de estimación - inflación y tasas de descuento	17,592	2,316	19,908
Cambio de estimación - costos y calendario de liquidaciones	(1,331)	2,382	1,051
Pérdidas por conversión de divisas	3,581	4,750	8,331
Saldo, 31 de diciembre de 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Adiciones	5,398	332	5,730
Liquidación de obligaciones durante el ejercicio	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Pérdida por liquidación de obligaciones	1,593	—	1,593
Gastos de incremento	6,853	2,353	9,206
Cambio de estimación - inflación y tasas de descuento	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Cambio de estimación - costos y calendario de liquidaciones	1,725	(8,342)	(6,617)
Conversión de divisas (ganancia)	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**68,469**	**9,206**	**77,675**
Obligación corriente	(11,709)	(2,946)	(14,655)
Obligación a largo plazo	**$ 56,760**	**$ 6,260**	**$ 63,020**

La Dirección determino el total de las obligaciones medioambientales, de desmantelamiento y restauración basándose en los costos estimados para liquidar las obligaciones de impacto medioambiental contraídas y para recuperar y abandonar los pozos y sitios de pozos en función de los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones se financien con los recursos internos de la Sociedad disponibles en el momento de la liquidación

El pasivo total por desmantelamiento y medio ambiente se estima sobre la base de la propiedad neta de la Sociedad en los pozos perforados a 31 de diciembre de 2024, los costos estimados de abandono y recuperación de los pozos y sitios de los pozos y el calendario estimado de los costos que se pagaran en periodos futuros El importe total no descontado de los flujos de tesorería necesarios para liquidar el pasivo de desmantelamiento de la Sociedad es de aproximadamente 216,8 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (201,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023), y se prevé que la mayor parte de estos costos se produzcan en 2033 o después. En la valoración del pasivo se ha utilizado una tasa de descuento sin riesgo del 11,2 % y una tasa de inflación del 4,0 % (tasa de descuento sin riesgo del 9,4 % y tasa de inflación del 4,0 % para el 31 de diciembre de 2023). La tasa de descuento sin riesgo y la tasa de inflación utilizados en 2024 y 2023 se basan en las tasas previstas en Colombia

En el pasivo por desmantelamiento se incluyen 11,7 millones de dólares (3,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023) que se clasifican como obligación corriente

El importe total no descontado de los flujos de tesorería necesarios para liquidar el pasivo medioambiental de la Sociedad es de aproximadamente 24,6 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (33,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023), previéndose que la mayor parte de estos costos se produzcan en 2033 o más adelante en Colombia En la valoración del pasivo se ha utilizado una tasa de descuento sin riesgo del 11,2 % y una tasa de inflación del 4,0 % (tasa de descuento sin riesgo del 9,4 % y tasa de inflación del 4,0 % para el 31 de diciembre de 2023). La tasa de descuento sin riesgo y la tasa de inflación utilizados en 2024 y 2023 se basan en las tasas previstas en Colombia

En el pasivo medioambiental se incluyen 2,9 millones de dólares (3,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023) que se clasifican como obligación corriente

TRADUCTOR E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

17. Capital social

a) Acciones ordinarias emitidas y en circulación

	Número de acciones		Importe
Saldo, 31 de diciembre de 2022	109,112,290	$	682,718
Emitidos en efectivo - ejercicio de opciones y RSU	327,528		3,827
Asignación de superávit contribuido - ejercicio de opciones y RSU	—		2,129
Recompra de acciones	(5,628,100)		(27,857)
Saldo, 31 de diciembre de 2023	103,811,718	$	660,817
Emitidos en efectivo - ejercicio de opciones	22,168		309
Asignación del superávit contribuido - ejercicio de opciones	—		102
Recompra de acciones	(5,494,850)		(28,329)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**98,339,036**	**$**	**632,899**

La Sociedad ha autorizado un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto, sin valor nominal.

En 2024, se ejerció un total de 22 168 opciones por un importe de 0,3 millones de dólares (para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023 se ejercieron 327 528 opciones y RSU por un importe de 3,8 millones de dólares).

En 2024, la Sociedad recompró 5 494 850 acciones ordinarias de conformidad con su Oferta Normal de Emisor por 73,8 millones de dólares a un costo medio por acción de 18,04 dólares canadienses (para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023 se recompraron 5,628,100 acciones ordinaria por 105,1 millones de dolares canadienses a un costo medio por acción de 25,16 dólares canadienses) El costo de recompra de acciones ordinarias a un precio superior a su valor contable medio se carga a beneficios no distribuidos

Los dividendos pagados en 2024 ascendieron a 112,2 millones de dólares o 1,53 dólares canadienses por acción (118,7 millones de dólares o 1,50 dólares canadienses por acción para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023) a los accionistas registrados para cada pago de dividendos.

b) Opciones sobre acciones

La Sociedad cuenta con un plan de opciones sobre acciones que prevé la emisión de opciones a favor de sus directivos y determinados empleados para la adquisición de acciones ordinarias El número máximo de opciones reservadas para emitirlas en virtud del plan de opciones sobre acciones no puede superar el 5 % del número de acciones ordinarias emitidas y en circulación. Las opciones de compra de acciones se adquieren a lo largo de un periodo de tres años y expiran a los cinco años de la fecha de concesión.

	Número de opciones	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/opción
Saldo, 31 de diciembre de 2022	758,048	22,12
Concedido	196,583	22,77
Ejercido	(263,986)	19,47
Saldo, 31 de diciembre de 2023	690,645	23,32
Concedido	248,842	21,06
Ejercido	(22,168)	18,75
Caducado	(17,890)	24,67
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**899,429**	**22,78**

Las opciones sobre acciones en circulación y la vida media ponderada restante de las opciones sobre acciones a 31 de diciembre de 2024 son las siguientes:

	Opciones pendientes			Opciones consolidadas		
Precio de ejercicio Cdn$	Número de opciones	Vida media restante ponderada (años)	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/opción	Número de opciones	Vida media restante ponderada (años)	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/opción
$18,24 - $21,35	246,568	4,15	21,04	1,796	0,96	18,24
$21,36 - $21,92	151,076	1,10	21,65	151,076	1,10	21,65
$21,93 - $22,71	145,879	0,16	22,20	145,879	0,16	22,20
$22,72 - $24,12	193,491	3,10	22,77	64,489	3,10	22,77
$24,13 - $27,02	162,415	2,11	27,00	108,254	2,11	27,00
	899,429	**2,40**	**22,78**	**471,494**	**1,31**	**23,19**

Image: PAREJ REBOUNCESOFICIAL
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO
M. Margarita De La Pava A. Ma. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DE 1990

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

El valor razonable de cada opción concedida se calcula en la fecha de concesión utilizando el modelo de valoración de opciones Black-Scholes con las siguientes hipótesis medias ponderadas:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	2024	2023
Tasa de interés sin riesgo (%)	**3,67**	3,36
Vida útil prevista (años)	**4**	4
Volatilidad esperada (%)	**47**	46
Tasa de caducidad (%)	**3**	3
Rentabilidad esperada de los dividendos (%)	**10,56**	6,01

El valor razonable medio ponderado en la fecha de concesión para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 fue de 5,10 dólares canadienses por opción (5,97 dólares canadienses por opción para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). El precio medio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio de las opciones ejercidas en 2024 fue de 22,14 dólares canadienses (24,37 dólares canadienses para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023).

c) Compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Gastos de opción	$	**878**	$	1,043
Gasto total por compensacion basada en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	$	**878**	$	1,043

18. Planes de incentivos liquidados en efectivo

a) Unidades de Acciones Restringidas y Unidades de Acciones en función de los Resultados ("CosRSU y CosPSU") liquidadas en efectivo o en acciones

La Sociedad cuenta con un plan de incentivos (RSU/PSU) en efectivo o en acciones. Este plan prevé la emisión de RSU y PSU a determinados empleados de Parex Canadá. El plan da derecho a los titulares a recibir un pago en efectivo igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en el momento del ejercicio o el empleado puede optar por recibir el premio en acciones ordinarias de Parex. Las CosRSU y las CosPSU se devengan en un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de devengo.

CosRSU:	Numero de CosRSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/CosRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2022	1,151,704	—
Concedido[1]	676,119	—
Ejercido	(582,105)	—
Caducado	(9,203)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2023	1,236,515	—
Concedido[1]	683,101	—
Ejercido	(593,565)	—
Caducado	(163,799)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**1,162,252**	—

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes.

CosPSU:	Número de CosPSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/CosPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2022	722,186	—
Concedido[1]	328,679	—
Concedido por factor de rendimiento	(19,468)	—
Ejercido	(209,532)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2023	821,865	—
Concedido[1]	151,779	—
Concedido por factor de rendimiento	57,567	—
Ejercido	(345,774)	—
Caducado	(2,850)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**682,587**	—

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes.

TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90
cc # 39 [illegible] 252

A 31 de diciembre de 2024, no había CosRSU ni CosPSU devengadas.

El valor razonable medio ponderado en la fecha de concesión para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 fue de 20,75 dólares canadienses por CosRSU y CosPSU (22,99 dólares canadienses por CosRSU y CosPSU para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). El precio medio ponderado de las acciones en la fecha de ejercicio de las CosRSU y CosPSU ejercidas en 2024 fue de 21,72 dólares canadienses (23,77 dólares canadienses para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023).

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas y unidades de acciones en función de los resultados liquidables en efectivo o en acciones, la Sociedad ha concedido unidades de acciones en función de los resultados liquidables en efectivo o en acciones a determinados empleados. Las CosPSU se devengan tres años después de la fecha de concesión. Las CosPSU pueden concederse con determinadas medidas de rendimiento, especificadas en la fecha de concesión según determine el Consejo de Administración de la Sociedad En función de la consecución de las medidas de rendimiento, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2 veces a las CosPSU susceptibles de devengo al final del periodo de rendimiento En marzo de 2024, el Consejo de Administración aprobó la aplicación de un multiplicador de 1,25 veces a la concesión de CosPSU de 2021, lo que dio lugar a la emisión de 57 567 CosPSU En marzo de 2023, el consejo de administración aprobó aplicar un multiplicador de 0,93 veces a la subvención de CosPSU de 2020, lo que se tradujo en una reducción de 19 468 CosPSU.

Las obligaciones de pago en efectivo en virtud de los planes CosRSU y CosPSU se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de devengo sobre la base del valor razonable de CosRSU y CosPSU. El valor razonable de las CosRSU y CosPSU equivale al valor de cotización de una acción ordinaria de la Sociedad en la fecha de valoración. A 31 de diciembre de 2024, el pasivo total de CosRSU y CosPSU devengado asciende a 11,2 millones de dólares (24,7 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023), de los cuales 4,0 millones de dólares (8,4 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de devengo de tres años

b) Unidades de Acciones Restringidas de Larga Duración y Unidades de Acciones en función de los Resultados ("LDRSUs y LDPSUs")

En mayo de 2024, Parex puso en marcha un nuevo plan de incentivos RSU/PSU de larga duración Este plan prevé la emisión de LDRSUs y LDPSUs a determinados empleados de Parex Canadá. El plan da derecho a los titulares a recibir un pago en efectivo igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en el momento del ejercicio o el empleado puede optar por recibir el premio en acciones ordinarias de Parex Las LDRSU y las LDPSU se devengan a lo largo de un periodo de tres años y expiran a los diez años de la fecha de concesión.

LDRSU:	Numero de LDRSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/LDRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	—	—
Concedido[1]	154,383	—
Caducado	(51,888)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**102,495**	**—**

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes

LDPSU:	Número de LDPSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/LDPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	—	—
Concedido[1]	208,577	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**208,577**	**—**

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes.

A 31 de diciembre de 2024, no se había devengado ninguna LDRSU ni LDPSU.

El valor razonable medio ponderado en la fecha de concesión para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 fue de 21,06 dólares canadienses por LDRSU y LDPSU.

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas de larga duración y de unidades de acciones en función de los resultados, la Sociedad ha concedido unidades de acciones en función de los resultados a determinados empleados. Las LDPSU se devengan tres años después de la fecha de concesión y expiran 10 años después de esa fecha. Las LDPSU pueden concederse con determinadas medidas de rendimiento, especificadas en la fecha de concesión según determine el Consejo de Administración de la Sociedad En función de la consecución de las medidas de rendimiento, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2 veces a las LDPSU susceptibles de devengo al final del periodo de rendimiento

Las obligaciones de pago en efectivo en virtud de los planes LDRSU y LDPSU se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de otorgamiento en función del valor razonable de las LDRSU y LDPSU. El valor razonable de las LDRSU y las LDPSU equivale al valor de cotización de una acción ordinaria de la Sociedad en la fecha de valoración. A 31 de diciembre de 2024, el pasivo total de LDRSUs y LDPSUs devengado asciende a 0,9 millones de dólares, de los cuales 0,6 millones se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de otorgamiento de tres años.

JESUS GOMEZ ... COPIA DEL ORIGINAL

M. Margarita De La Pava
Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

c) Unidades de acciones diferidas ("DSU")

La Sociedad tiene en vigor un plan de unidades de acciones diferidas en virtud del cual la Sociedad puede conceder acciones diferidas a todos los administradores no empleados. Las unidades de acciones diferidas se otorgan inmediatamente y se liquidan en efectivo en el momento de la jubilación del director no empleado del Consejo de Parex. El valor de las DSU en la fecha de ejercicio equivale al precio medio ponderado de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Sociedad durante el periodo inmediatamente anterior a la fecha de ejercicio. Las DSU solo pueden rescatarse tras la jubilación del Consejo de Administración de la Sociedad de conformidad con los términos del Plan DSU. El pasivo por DSUs no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de DSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/DSU
Saldo, 31 de diciembre de 2022	299,765	—
Concedido[1]	43,529	—
Ejercido en el momento de la jubilación de la junta	(30,000)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2023	313,294	—
Concedido[1]	57,382	—
Ejercido en el momento de la jubilación de la junta	(21,864)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**348,812**	**—**

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes.

El valor razonable en la fecha de concesión equivale al precio medio ponderado de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Sociedad durante el periodo inmediatamente anterior a la fecha de otorgamiento. El valor razonable medio ponderado en la fecha de otorgamiento para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 fue de 23,87 dólares canadienses por DSU (27,77 dólares canadienses por DSU para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). El precio medio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio de las DSU ejercidas en 2024 fue de 18,43 dólares canadienses (28,06 dólares canadienses para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023).

Dado que las DSU se otorgan inmediatamente, las obligaciones de pago de efectivo en virtud del plan de DSU se devengan como gastos de compensación inmediatamente sobre la base del valor razonable de la DSU. A 31 de diciembre de 2024, el pasivo total de DSU devengado es de 3,5 millones de dólares (5,9 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023), de los cuales 3,5 millones de dólares (5,5 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los términos del plan de DSU.

d) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU")

Parex Colombia tiene un plan de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo que establece la emisión de CRSU a ciertos empleados de Parex Colombia. El plan da derecho a los tenedores a recibir un pago en efectivo igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Sociedad en el momento del ejercicio. Las CRSU se otorgan a lo largo de un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de otorgamiento. El pasivo por CRSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de CRSU	Precio medio ponderado de ejercicio Cdn$/CRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2022	757,640	—
Concedido[1]	344,653	—
Ejercido	(377,086)	—
Caducado	(46,095)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2023	679,112	—
Concedido[1]	569,740	—
Ejercido	(350,201)	—
Caducado	(87,975)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**810,676**	**—**

[1] Las concesiones incluyen las unidades relacionadas con los equivalentes de dividendos concedidos sobre las concesiones pendientes.

El valor razonable medio ponderado en la fecha de concesión para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 fue de 20,96 dólares canadienses por CRSU (22,94 dólares canadienses por CRSU para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). El precio medio ponderado de las acciones en la fecha de ejercicio de las CRSU ejercidas en 2024 fue de 21,44 dólares canadienses (23,47 dólares canadienses para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023).

Las obligaciones de pago en efectivo en virtud del plan de CRSU se devengan como gastos de compensación a lo largo del periodo de otorgamiento en función del valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU equivale al valor de cotización de una acción ordinaria de la Sociedad en la fecha de valoración. A 31 de diciembre de 2024, el pasivo total de CRSU devengado asciende a 4,4 millones de dólares (8,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023), de los cuales 1,4 millones de dólares (2,4 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de otorgamiento de derechos de tres años.

JESUS MARTIN GOMEZ-BERNAL NOTARIO ENCARGADO CAMARA DEL CIRCULO DE CAMBIO

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

e) Compensación en acciones liquidadas en efectivo

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Gastos de CosRSU y CosPSU	$	1,695	$	21,550
Gastos de LDRSU y LDPSU		851		—
Gasto (recuperación) de DSU		(2,085)		2,091
Gastos CRSU		123		5,680
Gasto total por compensación en acciones liquidadas en efectivo	$	584	$	29,321
Pagos en efectivo efectuados en el ejercicio	$	20,647	$	20,988

19. Impuesto sobre la renta

Los componentes del gasto por impuestos para 2024 y 2023 fueron los siguientes:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Gasto por impuesto corriente	$	89,492	$	147,595
Ajustes respecto al periodo anterior		897		8,088
Total gastos por impuestos corrientes	$	90,389	$	155,683
Gasto (recuperación) por impuestos diferidos		158,203		(160,753)
Total gasto (recuperación) por impuestos	$	248,592	$	(5,070)

En diciembre de 2021, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico ("OCDE") publicó normas modelo para un nuevo marco fiscal mínimo mundial ("Segundo Pilar"). En mayo de 2023, el CNIC emitió modificaciones de la NIC 12 *Impuesto sobre la renta* ("NIC 12") para abordar el Segundo Pilar, que aportan claridad sobre los impactos y los requisitos adicionales de divulgación una vez que la legislación se promulgue sustancialmente. Parex ha aplicado la exención temporal obligatoria de la NIC 12 y, a su vez, no ha reconocido los impactos del Segundo Pilar en el cálculo de los impuestos diferidos. La Empresa no tiene un impacto material como resultado del Segundo Pilar

Factores que influyen en el gasto fiscal del ejercicio

La tasa estándar del impuesto de sociedades colombiano para 2024 era del 35 % más un recargo aplicable del 10 %, ya que Parex es una entidad productora de petróleo según la legislación colombiana. La tasa total colombiana del impuesto de sociedades para 2024 es del 45 % (45 % para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023). La siguiente es una conciliación de los impuestos sobre la renta calculados a la tasa corporativa colombiana con el gasto tributario para 2024 y 2023:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Ingresos antes de impuestos	$	309,272	$	454,239
Ingresos antes de impuestos multiplicados por la tasa normal del impuesto de sociedades colombiano del 45 % (45 % para 2023)		139,172		204,408
Efectos de:				
Impuestos sobre la renta registrados a tasas diferentes de la tasa impositiva colombiana		1,321		33,775
Impacto de los cambios en las tasas impositivas colombianas		(2,661)		(2,555)
Gastos no deducibles y otras diferencias permanentes		(9,669)		69,930
Compensación en acciones		202		240
Ajuste respecto al periodo anterior		(364)		(1,444)
Impacto de las tasas de cambio en los grupos fiscales denominados en divisas		119,158		(307,296)
Variación de los activos por impuestos diferidos no reconocidos		1,433		(2,128)
Total gasto (recuperación) por impuestos	$	248,592	$	(5,070)

Las tasas impositivas vigentes en Colombia son las siguientes: 35 % para 2024 y años sucesivos, más una sobrecargo aplicable a las empresas productoras de petróleo colombianas de entre el 0 % y el 15 % en función del precio del crudo Brent en relación con las medias históricas.

El análisis de los activos por impuestos diferidos es el siguiente:

		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023
Activos por impuestos diferidos a liquidar en un plazo de 12 meses	$	1	$	1,303
Activos por impuestos diferidos a liquidar en más de 12 meses		103,535		245,375
Activos por impuestos diferidos	$	103,536	$	246,678

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO 30 BOGOTÁ D.C. REPÚBLICA DE COLOMBIA

M. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN N.º 359 MARZO 1 DEL 90
C.C. # 39.691.452

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

El análisis de los pasivos por impuestos diferidos es el siguiente:

		31 de diciembre de 2024		31 de diciembre de 2023
Pasivos por impuestos diferidos a liquidar en 12 meses	$	—	$	—
Pasivos por impuestos diferidos a liquidar en más de 12 meses	$	**15,061**		—
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido	$	**15,061**	$	—
Impuestos diferidos netos (activo)	$	**(88,475)**	$	(246,678)

Los activos y pasivos por impuestos sobre la renta diferidos que se liquidarán (recuperarán) en un plazo de 12 meses representan la estimación de la dirección sobre el calendario de reversión de las diferencias temporales y no se correlacionan con el gasto corriente por impuestos sobre la renta del ejercicio siguiente.

El movimiento durante el ejercicio de los pasivos por impuestos diferidos y sus componentes netos es el siguiente.

Impuesto diferido (pasivo)	**31 de diciembre de 2024**	Con cargo (abono) al estado del ingreso global	31 de diciembre de 2023	Con cargo (abono) al estado del ingreso global
PP&E	$ **(15,061)**	$ **(15,061)**	$ —	$ 41,039
Pasivos por desmantelamiento	—	—	—	(11,746)
Compensación en instrumentos de capital liquidados en efectivo	—	—	—	(2,928)
Otros	—	—	—	(1,381)
Saldo al final del ejercicio	$ **(15,061)**	$ **(15,061)**	$ —	$ 24,984

El movimiento durante el ejercicio de los activos por impuestos diferidos y sus componentes netos es el siguiente:

Activo por impuestos diferidos	**31 de diciembre de 2024**	Con cargo (abono) al estado del ingreso global	31 de diciembre de 2023	Con cargo (abono) al estado del ingreso global
PP&E	$ **63,736**	$ **(128,796)**	$ 192,532	$ 100,262
Pasivos por desmantelamiento	**33,400**	**(7,765)**	41,165	29,996
Otros	**6,400**	**(6,581)**	12,981	5,512
Saldo al final del ejercicio	$ **103,536**	$ **(143,142)**	$ 246,678	$ 135,770

La Sociedad tiene pérdidas, así como otras deducciones fiscales acumuladas por encima del valor contable en Canadá, disponibles para reducir futuros ingresos imponibles en años venideros. A 31 de diciembre de 2024, el importe del activo por impuestos diferidos registrado en Canadá es de 3,0 millones de dólares (7,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023). La Sociedad no reconoció activos por impuestos diferidos sobre las pérdidas de capital y otros conceptos en Canadá por valor de 32,0 millones de dólares (32,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023). En Canadá, las pérdidas no patrimoniales caducan a los 20 años y las pérdidas patrimoniales se trasladan indefinidamente. La Sociedad no tiene pérdidas disponibles en Colombia. Los importes denominados en moneda extranjera se han convertido a la tasa de cambio del 31

de diciembre de 2024. A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía las siguientes pérdidas trasladables:

	Canadá
Año de expiración	
Indefinidamente	$ **157,222**
Total	$ **157,222**

Los beneficios retenidos por las filiales ascendían a 1681,2 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (2332,8 millones a 31 de diciembre de 2023). No se ha hecho ninguna provisión para retenciones y otros impuestos que serían pagaderos en la distribución de estos beneficios, ya que no se espera que sean remitidos en un futuro previsible.

JESUS M. MARTIN GOMEZ NOTARIO 69 DEL CIRCULO DE BOGOTA D.C. COLOMBIA

M. Margarita De La Pava A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90. CC# 39.691.432

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

20. Ingresos netos por acción

a) Ingresos netos básicos por acción

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	2024	2023
Ingresos netos		
Ingresos netos a efectos de los ingresos netos básicos por acción	**$ 60,680**	$ 459,309
Número medio ponderado de acciones a efectos de los ingresos netos básicos por acción (en miles)	**101,414**	106,247
Ingresos netos básicos por acción	**$ 0,60**	$ 4,32

b) Ingresos netos diluidos por acción

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	2024	2023
Ingresos netos		
Ingresos netos utilizados para calcular los ingresos netos diluidos por acción	**$ 60,680**	$ 459,309
Número medio ponderado de acciones a efectos de los ingresos netos básicos por acción (en miles)	**101,414**	106,247
Efecto dilusivo de las opciones de acciones y las RSU sobre las acciones ordinarias potenciales	**—**	48
Número medio ponderado de acciones a efectos de los ingresos netos diluidos por acción	**101,414**	106,295
Ingresos netos diluidos por acción	**$ 0,60**	$ 4,32

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, 897 633 opciones sobre acciones (191 416 para el 31 de diciembre de 2023) se excluyeron del cálculo de la media ponderada de acciones diluidas por ser antidilutivas

21. Información complementaria sobre el flujo de efectivo

a) Conciliación de efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

La siguiente tabla concilia el efectivo y equivalentes de efectivo y el efectivo y equvalentes de efectivo restringidos con los importes que figuran en el estado de flujos de efectivo consolidado:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	2024	2023	2022
Efectivo y equivalentes de efectivo	**$ 98,022**	$ 140,352	$ 419,002
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - corriente	**581**	—	—
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - a largo plazo[1]	**3,184**	3,556	—
Total	**$ 101,787**	$ 143,908	$ 419,002

(1) Incluido en Otros activos a largo plazo en el balance consolidado.

b) Variación neta del activo y pasivo

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	2024	2023
Cuentas por cobrar	**$ 35,881**	$ (609)
Anticipos y otros activos circulantes	**15,948**	7,019
Inventario de crudo	**2,237**	379
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar/pagar	**(4,583)**	(164,842)
Cuentas por pagar y pasivo devengado	**(129,321)**	(139,158)
Agotamiento del inventario de petróleo crudo	**(533)**	(37)
Pasivos por desmantelamiento y medioambientales	**(10,273)**	(6,805)
Variación neta del activo y pasivo	**$ (90,644)**	$ (304,053)
Funcionamiento	**$ (52,318)**	$ (291,311)
Inversión	**(39,775)**	(12,742)
Financiación	**1,449**	—
Variación neta del activo y pasivo	**$ (90,644)**	$ (304,053)

RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90
TRADUCTOR INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
MARÍA MARGARITA DE LA PAVA A.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

c) Intereses e impuestos pagados

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Intereses pagados en efectivo	$	4,265	$	—
Impuestos sobre la renta pagados en efectivo	$	—	$	245,423

22. Sueldos y prestaciones de empleados

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Sueldos, primas y otras prestaciones a corto plazo	$	54,218	$	47,832
Compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital		878		1,043
Compensación en acciones liquidadas en efectivo		584		29,321
Total	$	55,680	$	78,196

Los salarios, primas y prestaciones a corto plazo de los empleados se incluyen en gastos generales y administrativos en los estados consolidados de ingresos globales. Los gastos por opciones sobre acciones, CosRSU, CosPSU, LDRSU, LDPSU, CRSU y DSU se incluyen en los gastos por compensacion en acciones en los estados consolidados del ingreso global.

23. Gestión del capital

La estrategia de la Sociedad consiste en mantener una sólida base de capital para proporcionar de flexibilidad al desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de los inversores y los mercados de capitales.

La Sociedad tiene una línea de crédito preferente garantizada con un consorcio de bancos que a 31 de diciembre de 2024 tenía una base de préstamo de 240,0 millones de dólares (200,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023). La línea de crédito tiene por objeto servir de medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o de cartas de crédito a medida que surjan. A 31 de diciembre de 2024, se habían dispuesto 60,0 millones de dolares (90,0 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023) de la línea de crédito.

A 31 de diciembre de 2024, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH") y los bloques de la empresa conjunta Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") relacionadas con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un importe de 160,7 millones de dólares (141,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023). Las garantías se han proporcionado en forma de cartas de crédito a diversos plazos que proporcionan principalmente bancos latinoamericanos selectos sobre una base no garantizada. Las cartas de crédito emitidas a favor de la ANH y Ecopetrol se reducen de vez en cuando para reflejar el trabajo realizado en los distintos bloques (véase la nota 26 – Compromisos y contingencias).

A 31 de diciembre de 2024, el superávit de capital circulante neto de la Sociedad era de 59,4 millones de dólares (79,0 millones de dólares para el 31 de diciembre de 2023).

La Sociedad tiene la capacidad de ajustar su estructura de capital mediante la emisión de nuevos fondos propios o deuda y la realización de ajustes en sus programas de gastos de capital, recompra de acciones y dividendos en la medida en que los gastos de capital no estén comprometidos. En este momento, la Sociedad considera que su estructura de capital incluye los fondos propios, la línea de crédito y su capital circulante. A 31 de diciembre de 2024, los fondos propios ascendían a 1831,3 millones de dolares (1955,4 millones par el 31 de diciembre de 2023).

24. Instrumentos financieros y gestión de riesgos

Los instrumentos financieros no derivados de la Sociedad reconocidos en el balance consolidado consisten en efectivo, cuentas a cobrar, cuentas a pagar y pasivos devengados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor contable debido a su vencimiento a corto plazo. El valor razonable de la línea de crédito renovable es igual a su valor contable, ya que la línea de crédito devenga intereses a tasas variables y los diferenciales de crédito de la línea son indicativos de los tipos de mercado.

Los instrumentos financieros a largo plazo de la Sociedad incluidos en el balance consolidado se contabilizan al costo amortizado. Los instrumentos financieros derivados, concretamente los contratos a precio fijo, se contabilizan a su valor razonable.

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados de la Sociedad cotiza en mercados activos. La Sociedad clasifica el valor razonable de estas transacciones de acuerdo con la siguiente jerarquía:

Nivel 1: precios cotizados en mercados activos para instrumentos financieros idénticos.
Nivel 2: precios cotizados de instrumentos similares en mercados activos; precios cotizados de instrumentos idénticos o similares en mercados que no son activos; y valoraciones derivadas de modelos en los que todos los datos y factores de valor significativos son observables en mercados activos.
Nivel 3: valoraciones derivadas de técnicas de valoración en las que uno o más datos o factores de valor significativos no son observables.

M. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESP. DE - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Los instrumentos financieros derivados de la Sociedad se han clasificado como de nivel 2 en función de la jerarquía de valor razonable descrita anteriormente. La Sociedad utilizó las siguientes técnicas para determinar las valoraciones del valor razonable: Los contratos de petróleo y divisas se registran a su valor razonable estimado, según la diferencia entre el precio contratado y el precio a plazo al final del periodo para la misma materia prima y divisa, utilizando precios de mercado cotizados o el precio a plazo al final del periodo para la misma materia prima y divisa, extrapolado al final de la vigencia del contrato.
A 31 de diciembre de 2024, con las demás variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Sociedad de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10 % del dólar canadiense y del COP frente al dólar estadounidense habría disminuido (aumentado) los ingresos netos en aproximadamente 3,5 millones de dólares

a) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida asociado a la incapacidad de un tercero para cumplir sus obligaciones de pago. La Sociedad está expuesta al riesgo de que terceros que le adeudan dinero no cumplan sus obligaciones. La empresa evalúa la solidez financiera de sus socios en empresas conjuntas y de sus contrapartes en la comercialización de petróleo en su gestión de la exposición crediticia.

En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, la Sociedad realizó la mayor parte de sus ventas de petróleo a dos contrapartes. El saldo de las cuentas a cobrar a 31 de diciembre de 2024 está compuesto en su mayor parte por cuentas a cobrar con clientes del sector del petróleo y el gas, y está sujeto a los riesgos de crédito normales del sector. Históricamente, la Sociedad no ha tenido problemas de cobro con sus clientes de crudo. A 31 de diciembre de 2024, no había cuentas por cobrar vencidas (cero dólares al 31 de diciembre de 2023).

A 31 de diciembre de 2024 y 2023, las cuentas a cobrar de la Sociedad tienen la siguiente antigüedad

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Actual (menos de 90 días)	$	82,686	$	118,567
Morosos (más de 90 días)		—		—
Total	$	82,686	$	118,567

A 31 de diciembre de 2024, ninguna de las cuentas a cobrar de la empresa se ha deteriorado. La exposición máxima al riesgo de crédito asociada a las cuentas por cobrar es el valor contable total.

b) Riesgo de liquidez

El planteamiento de la empresa para gestionar el riesgo de liquidez consiste en disponer de suficiente efectivo y/o líneas de crédito para hacer frente a sus obligaciones al vencimiento. La dirección suele prever los flujos de efectivo para un periodo de 12 a 36 meses con el fin de determinar las posibles necesidades de financiación. La liquidez se gestiona mediante estrategias diarias y a más largo plazo de gestión del efectivo, la deuda y las acciones. Entre ellas se incluyen la estimación del efectivo futuro generado por las operaciones sobre la base de hipótesis razonables de producción y precios, la estimación de los futuros gastos de capital discrecionales y no discrecionales y la evaluación del importe de la financiación de capital o deuda disponible. La Sociedad se ha comprometido a mantener un balance sólido y tiene capacidad para modificar su programa de capital en función de los flujos de caja operativos previstos. El saldo dispuesto de la línea de crédito de 240,0 millones de dólares de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024 era de 60,0 millones de dólares (línea de crédito de 200,0 millones de dólares, 90,0 millones de dólares dispuestos al 31 de diciembre de 2023).

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2024:

	Menos de 1 año	2-3 años	4-5 años	En lo sucesivo		Total
Cuentas por pagar y pasivo devengado	159,773	—	—	—	$	159,773
Instrumentos financieros derivados	1,160	—	—	—		1,160
Deuda bancaria	—	60,000	—	—		60,000
Obligación de arrendamiento	581	4,622	—	—		5,203
Planes de acciones liquidadas en efectivo por pagar	10,377	9,553	—	—		19,930
Total	**$ 171,891**	**74,175**	**—**	**—**	**$**	**246,066**

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros a 31 de diciembre de 2023:

	Menos de 1 año	2-3 años	4-5 años	En lo sucesivo		Total
Cuentas por pagar y pasivo devengado	$ 229,063	—	—	—	$	229,063
Deuda bancaria	—	90,000	—	—		90,000
Obligación de arrendamiento	734	5,736	—	—		6,470
Planes de acciones liquidadas en efectivo por pagar	22,351	16,284	—	—		38,635
Total	$ 252,148	112,020	—	—	$	364,168

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

c) Riesgo de precio de las materias primas

La Sociedad está expuesta a las fluctuaciones de los precios de las materias primas en el marco de sus operaciones, en particular en relación con los precios percibidos por su producción de petróleo. El petróleo crudo es sensible a numerosos factores mundiales, muchos de los cuales escapan al control de la Sociedad. Los cambios en los fundamentos de la oferta y la demanda mundiales en el mercado del crudo y los acontecimientos geopolíticos pueden afectar significativamente a los precios del crudo. En consecuencia, estos cambios también podrían afectar al valor de las propiedades de la Sociedad, al nivel de gasto en exploración y desarrollo y a la capacidad de hacer frente a las obligaciones al vencimiento. La producción de petróleo de la Sociedad se vende con contratos a corto plazo, lo que la expone al riesgo de las fluctuaciones de los precios a corto plazo.

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía en vigor los siguientes contratos de gestión del riesgo de precios de materias primas.

Periodo cubierto	Referencia	Volumen bbl/d	Put vendido	Put comprado	Prima
Del 1 de enero de 2025 al 31 de enero de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05
Del 1 de febrero de 2025 al 28 de febrero de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05
Del 1 de marzo de 2025 al 31 de marzo de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión del riesgo de los precios de las materias primas suscritos desde el 31 de diciembre de 2024:

Periodo cubierto	Referencia	Volumen bbl/d	Put vendido	Put comprado	Prima
Del 1 de abril de 2025 al 30 de abril de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$1,21

La siguiente tabla resume las pérdidas de los contratos de gestión del riesgo de los precios de las materias primas vigentes durante los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Pérdidas no realizadas en contratos de gestión del riesgo de precios de materias primas	$	1,160	$	—
Total	$	1,160	$	—

d) Riesgo de conversión de divisas

La empresa está expuesta al riesgo de conversión de divisas, ya que parte de su efectivo se mantiene en dólares canadienses (Cdn$) y pesos colombianos (COP$), mientras que se prevé que los gastos de capital comprometidos se denominen principalmente en dólares estadounidenses.

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad no tenía contratos pendientes de gestión del riesgo de conversión de divisas.

La siguiente tabla resume las ganancias de los contratos de gestión del riesgo de conversión de divisas vigentes durante los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Ganancias no realizadas en contratos de gestión de riesgos de conversión de divisas	$	—	$	(1,278)
Ganancias realizadas en contratos de gestión de riesgo de conversión de divisas		—		(4,831)
Total	$	—	$	(6,109)

JESUS MARTIN GOMEZ GERNAL NOTARIO DE CHIQUINQUIRA

TRADUCTORA - INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

25. Información segmentada

La empresa tiene filiales en el extranjero, sobre las que se ofrece la siguiente información segmentada:

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024	Canadá	Colombia	Total
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 1,280,029	$ 1,280,029
Regalías	—	(201,418)	(201,418)
Ingresos netos por ventas	—	1,078,611	1,078,611
Otros ingresos por ventas	—	8,157	8,157
Contratos de gestión del riesgo de materias primas (pérdida)	—	(1,160)	(1,160)
Ingresos por ventas	—	1,085,608	1,085,608
Gastos			
Producción	—	255,278	255,278
Transporte	—	65,745	65,745
Petróleo comprado	—	904	904
Gastos generales y administrativos	37,435	31,473	68,908
Deterioro de activos de exploración y evaluación	—	54,085	54,085
Deterioro de activos de inmovilizado material	—	78,417	78,417
Deterioro de inventario a largo plazo	—	10,000	10,000
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	878	—	878
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo	461	123	584
Agotamiento, depreciación y amortización	2,735	213,035	215,770
Otros gastos	—	6,227	6,227
Pérdidas por conversión de divisas	705	4,742	5,447
	42,214	720,029	762,243
Finanzas (ingresos)	(832)	(3,483)	(4,315)
Gastos financieros	6,173	12,235	18,408
Gastos financieros netos	5,341	8,752	14,093
Ingresos (pérdidas) antes de impuestos	(47,555)	356,827	309,272
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(3,124)	93,513	90,389
Gastos por impuestos diferidos	3,796	154,407	158,203
Ingresos (pérdidas) netos	**$ (48,227)**	**$ 108,907**	**$ 60,680**
Activos fijos (cierre del ejercicio)	$ 8,919	$ 1,527,310	$ 1,536,229
Gastos de capital	$ 3,820	$ 343,875	$ 347,695
Activo total (cierre del ejercicio)	$ 54,088	$ 2,100,974	$ 2,155,062

TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN Nº. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e Intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023	Canadá	Colombia	Total
Ventas de petróleo y gas natural[1]	$ —	$ 1,408,703	$ 1,408,703
Regalías	—	(244,703)	(244,703)
Ingresos netos por ventas	—	1,164,000	1,164,000
Otros ingresos por ventas[1]	—	6,314	6,314
Ingresos por ventas	—	1,170,314	1,170,314
Gastos			
Producción	—	207,129	207,129
Transporte	—	68,306	68,306
Petróleo comprado	—	4,583	4,583
Gastos generales y administrativos	36,164	24,913	61,077
Deterioro de activos de exploración y evaluación	—	82,858	82,858
Deterioro de activos de inmovilizado material	—	59,682	59,682
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	1,043	—	1,043
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo	23,640	5,681	29,321
Agotamiento, depreciación y amortización	1,931	192,298	194,229
Otros gastos[1]	—	2,582	2,582
Pérdidas (ganancias) por conversión de divisas	(278)	5,764	5,486
	62,500	653,796	716,296
Financieros (ingresos)[1]	(3,973)	(10,082)	(14,055)
Gastos financieros[1]	2,551	11,283	13,834
Gastos (ingresos) financieros netos	(1,422)	1,201	(221)
Ingresos (pérdidas) antes de impuestos	(61,078)	515,317	454,239
Gasto por impuesto corriente	5,341	150,342	155,683
Impuestos diferidos (recuperación)	(1,945)	(158,808)	(160,753)
Ingresos (pérdidas) netos	**$ (64,474)**	**$ 523,783**	**$ 459,309**
Activos fijos (cierre del ejercicio)	$ 7,834	$ 1,541,931	$ 1,549,765
Gastos de capital	$ 1,816	$ 481,527	$ 483,343
Activo total (cierre del ejercicio)	$ 107,334	$ 2,307,993	$ 2,415,327

[1] Algunas cifras comparativas se han reclasificado para ajustarse a la presentación del periodo actual, tal como se describe en la Nota 2.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía dos clientes externos (un cliente externo para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023), en el sector del petróleo y el gas que, sujetos a los riesgos de crédito normales del sector, constituían más del 10 % de las ventas de materias primas procedentes de la producción. Las ventas a estos clientes ascendieron a 1082,5 millones de dólares en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 y a 1028,6 millones de dólares en el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

26. Compromisos y contingencias

a) Colombia

A 31 de diciembre de 2024, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH") y los bloques de la empresa conjunta Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") por un monto de 160,7 millones de dólares (141,0 millones de dólares al 31 de diciembre de 2023) para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas. Las garantías se han proporcionado en forma de cartas de crédito a diversos plazos que proporcionan principalmente bancos latinoamericanos selectos sobre una base no garantizada. Las cartas de crédito emitidas a favor de la ANH y Ecopetrol se reducen cada cierto tiempo para reflejar el trabajo realizado en los distintos bloques.

El valor de los compromisos de exploración de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia en virtud de contratos de E&P, acuerdos de adquisiciones de empresa conjunta y acuerdos de colaboración empresarial se estiman de la siguiente manera

(miles)	
2025	$ 63,650
2026	135,868
2027	19,263
2028	68,276
2029	11,689
En lo sucesivo	487,529
Total	**$ 786,275**

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

b) Arrendamiento operativo

En el curso normal de su actividad, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que repercutirán en las operaciones y la liquidez futuras de la empresa. Estos compromisos incluyen arrendamientos de oficinas y alojamientos.

Los pagos mínimos de arrendamiento existentes por espacio de oficinas y alojamiento a 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

(miles)	Total	2025	2026	2027	2028	2029	En lo sucesivo
Oficina y alojamiento	$ 7,518	2,985	1,910	778	778	778	389

27. Información sobre partes relacionadas

a) Filiales significativas

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Parex Resources Inc. a 31 de diciembre de 2024 y 2023. Las transacciones entre filiales se eliminan en el momento de la consolidación.

b) Compensación del personal directivo clave

La compensación del personal directivo clave, incluidos los directivos, es la siguiente.

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		2024		2023
Sueldos, honorarios de directivos y otras prestaciones	$	4,356	$	5,448
Compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital		478		637
Compensación en acciones liquidadas en efectivo		5,846		5,841
Total	$	10,680	$	11,926

c) Otras transacciones

La Sociedad no ha realizado operaciones con partes vinculadas con entidades ajenas al grupo consolidado en los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023.

28. Evento posterior

El 22 de enero de 2025, la Sociedad inició un NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según lo considere conveniente hasta un máximo de 8 621 348 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. El NCIB finalizará el 21 de enero de 2026. La Sociedad también ha suscrito un plan automático de compra de acciones con un corredor para facilitar la recompra de Acciones Ordinarias de conformidad con el NCIB de la Sociedad. En virtud del plan de compra automática de acciones de la Sociedad, el corredor de la Sociedad puede recomprar Acciones Ordinarias en virtud del NCIB durante los periodos de bloqueo autoimpuestos por la Sociedad. A 28 de febrero de 2025, la Sociedad ha recomprado aproximadamente 0,3 millones de acciones a un precio promedio de 14,30 dólares canadienses por acción, por un importe total de 3,9 millones de dólares canadienses en el marco de la actual oferta normal de adquisición de acciones.

JESUS M... GOVERNMENT ... UNITED ...

Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA - INTERPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.
CC # 29691752

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

DEBATE Y ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN

La siguiente Discusión y Análisis de la Gerencia ("MD&A") de la condición financiera y los resultados de las operaciones de Parex Resources Inc ("Parex" o la "Sociedad") para los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 está fechada el 4 de marzo de 2025 y debe leerse en conjunto con los estados financieros consolidados auditados al y para los años terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (los "estados financieros consolidados auditados"). Los estados financieros consolidados auditados se han elaborado de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("Normas Contables NIIF"), que representan los principios contables generalmente aceptados ("PCGA") para las empresas que rinden cuentas públicamente en Canadá

Se incluye información adicional relacionada con Parex en los informes que obran en los archivos de las autoridades reguladoras de valores canadienses, incluido el Formulario de Información Anual de la empresa de fecha 4 de marzo de 2025 (el "AIF"), y se puede acceder a él a través del sitio web SEDAR+ en www.sedarplus.ca .

Todos los importes financieros se expresan en dólares estadounidenses (USD), salvo que se indique lo contrario.

Perfil de la empresa
Parex es una de las mayores empresas independientes de petróleo y gas de Colombia, centrada en la producción convencional sostenible. La Sociedad tiene su sede central en Calgary (Canadá) y una oficina operativa en Bogotá (Colombia) Las acciones de Parex cotizan en la Bolsa de Toronto con el símbolo PXT.

Abreviaturas
Consulte en la última página de la EAD las abreviaturas más utilizadas en el documento Consulte el Aviso sobre declaraciones prospectivas y medidas financieras no incluidas en los PCGA y otras medidas financieras.

Las referencias a la producción de petróleo crudo o gas natural en esta EAD se refieren a las tasas de producto de petróleo crudo ligero y medio y petroleo crudo pesado y gas natural convencional, respectivamente, tal como se definen en el Instrumento Nacional 51-101 - *Normas de divulgación de actividades relacionadas con el petróleo y el gas ("NI 51-101").*

Hitos 2024

- La producción media de petróleo y gas natural en 2024 fue de 49 924 bep/d. La producción media en 2024 disminuyó un 8 % en comparación con la producción media de 2023 de 54 356 bep/d. Véase "Resultados de explotación consolidados" para la producción desglozada por tipo de producto.

- Ingresos netos realizados de 60,7 millones de dólares (0,60 dólares por acción de base) frente a ingresos netos de 459,3 millones de dólares (4,32 dólares por acción de base) en 2023. El descenso con respecto al año comparativo se debe en gran medida a la desminución de los ingresos petroleros por menores volúmenes de petróleo vendidos, así como al aumento de los gastos por impuestos diferidos.

- Generación de un flujo de fondos anual proporcionado por las operaciones ("FFO")[1] de 622,2 millones de dólares (6,14 dólares por acción de base[2]), frente a 667,8 millones de dólares (6,29 dolares por acción de base[2]) en 2023.

- Produjo un netback operativo de 41,30 $/bep[2] (44,55 $/bep[2] para 2023) y un netback FFO de 33,95 $/bep(2) (33,59 $/bep[2] para 2023) a partir de un precio medio del Brent de 79,86 $/bbl (82,18 $/bbl para 2023).

- Gastos de capital[3] de 347,7 millones de dólares (483,3 millones de dólares para 2023).

- Generó 274,5 millones de dólares de flujo de fondos libres[3] que se utilizaron para iniciativas de retorno de capital y 30,0 millones de dólares de amortización de deuda bancaria, el superávit de capital circulante[1] fue de 59,4 millones de dólares a 31 de diciembrede 2024 y el efectivo termino en 98,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024

- Pago de un dividendo ordinario de 1,53 dólares canadienses por acción[4] y recompra de 5 494 850 acciones en virtud de la oferta pública de adquisición de acciones (NCIB). Los accionistas recibieron un total de 186,0 millones de dólares en concepto de dividendos por 112,2 millones y recompra de acciones por 73,8 millones. El dividendo trimestral ordinario de la Sociedad se incrementó un 3 %, hasta 0,385 dólares canadienses en el segundo trimestre de 2024, frente a 0,375 dólares canadienses.

JESUS MARTIN GOMEZ DERNA NOTARIO EN

Ma. Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Hitos - Tres meses cerrados el 31 de diciembre de 2024 ("cuarto trimestre" o "4T")

- Obtuvo una pérdida neta de 69 millones de dólares (0,70 dólares por acción de base), frente a unos ingresos netos de 133,8 millones de dólares (1,28 dólares por acción de base) en 2023. El descenso con respecto al año comparativo se debe en gran medida a la disminución de los ingresos petroleros por menores volúmenes de petróleo vendidos, así como al aumento de los gastos por impuestos diferidos.
- Generó un FFO[1] trimestral de 141,2 millones de dólares (1,43 dólares por acción de base[2]) frente a los 193,4 millones de dólares (1,85 dólares por acción de base[2]) del cuarto trimestre de 2023.
- Produjo un netback[2] operativo de 34,90 $/bbl (41,22 $/bbl al 4T de 2023) y un netback[2] FFO de 32,39 $/bbl (36,81 a 4T de 2023 $/bbl) a partir de un precio medio del Brent de 74,01 $/bbl (82,90 $/bbl en 2023).
- Generó 59,1 millones de dólares de flujo de fondos libre[3] que se utilizaron para iniciativas de retorno de capital.
- Pago de un dividendo trimestral ordinario de 0,385 C$ por acción[4] y recompra de 1 692 000 acciones de conformidad con el NCIB de la Sociedad.

(1) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(2) Relación no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(3) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(4) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Resumen financiero

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(Cifras financieras en miles de dólares, salvo los importes por acción)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Petróleo ligero y petróleo medio (bbl/d)	**9,550**	9,700	**8,850**	8,417	7,471
Petróleo pesado (bbl/d)	**34,882**	46,760	**40,336**	45,163	43,008
Producción media de petróleo (bbl/d)[1]	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580	50,479
Producción media de gas natural convencional (mcf/d)[1]	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656	9,420
Producción media de petróleo y gas natural (bep/d)	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356	52,049
Reparto de la producción (% de petróleo crudo)	**98**	98	**99**	99	97
Precio de venta del petróleo y del gas natural ($/bep)[4]	**63,73**	70,55	**69,80**	70,71	86,55
Beneficio neto de explotación ($/bep)[1]	**34,90**	41,22	**41,30**	44,55	59,84
Ventas de petróleo y gas natural	**277,824**	370,686	**1,280,029**	1,408,703	1,643,589
Flujo de fondos procedente de las operaciones[7]	**141,201**	193,377	**622,233**	667,782	724,890
Por acción - básico[1][3]	**1,43**	1,85	**6,14**	6,29	6,38
Por acción - diluida[1][3]	**1,43**	1,85	**6,14**	6,28	6,38
Ingresos (pérdidas) netos	**(69,051)**	133,783	**60,680**	459,309	611,368
Por acción - básico[3]	**(0,70)**	1,28	**0,60**	4,32	5,38
Por acción - diluida[3]	**(0,70)**	1,28	**0,60**	4,32	5,38
Dividendos pagados	**26,658**	29,505	**112,184**	118,676	75,491
Por accion - CAD[3][6]	**0,385**	0,375	**1,53**	1,50	0,89
Recompra de acciones	**16,408**	22,453	**73,789**	105,068	221,464
Número de acciones recompradas (en miles)	**1,692**	1,220	**5,495**	5,628	11,821
Gastos de capital[2]	**82,110**	91,419	**347,695**	483,343	512,252
Gastos de inventario a largo plazo	**(2,569)**	(866)	**4,773**	39,430	140,266
Flujo de fondos libres [2]	**59,091**	101,958	**274,538**	184,439	212,638
EBITDA[2]	**(10,419)**	110,860	**545,362**	650,829	953,210
EBITDA ajustado[2]	**137,312**	201,552	**720,089**	817,280	1,066,040
Activos totales (fin de periodo)	**2,155,062**	2,415,327	**2,155,062**	2,415,327	2,314,373
Excedente de capital circulante (fin de periodo)[4][7]	**59,397**	79,027	**59,397**	79,027	84,988
Deuda bancaria (fin de periodo)[5]	**60,000**	90,000	**60,000**	90,000	—
Promedio ponderado de acciones en circulación (en miles)					
Básicas	**99,063**	104,394	**101,414**	106,247	113,572
Diluidas	**99,063**	104,448	**101,414**	106,295	113,661
Acciones en circulacion (fin de periodo) (en miles)	**98,339**	103,812	**98,339**	103,812	109,112

(1) Relación no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(2) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(3) Los importes por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el numero de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(4) El cálculo del capital de trabajo no tiene en cuenta el importe no utilizado disponible en el marco de la línea de crédito bancaria sindicada.
(5) Base de préstamo de la línea de crédito bancaria sindicada de 240,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (31 de diciembre de 2023 - 200,0 millones de dólares).
(6) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(7) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras". En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2022, el flujo de fondos procedente de las operaciones incluye un aumento de 100 millones de dólares ($0,92 por acción de base) en el gasto por impuestos corrientes como consecuencia de una reestructuración interna voluntaria de la empresa. Véase la sección "Impuesto sobre la renta"

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90
C.C. 36.169.432

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Previsiones frente a cifras reales para 2024

La tabla siguiente es un resumen de las previsiones anuales originales de Parex para 2024 y una revisión de los resultados reales de 2024:

Categoría	Previsión 2024 (15 de enero de 2024)	Cifras reales 2024	% de variación con respecto a las previsiones 2024 - punto medio
Precio promedio del crudo Brent ($/bbl)	75	80	7
Producción promedio (bep/d)(1)	54,000-60,000	49,924	(12)
Flujo de fondos procedente del beneficio neto de las operaciones ($/bep)(3)	29-31	34	13
Flujo de fondos procedente de las operaciones ($ millones)(4))	590-660	622	—
Gastos de capital ($ millones)(2))	390-430	348	(15)
Flujo de fondos libres (puntos medios) ($ millones)(2))	215	275	28
Tipo impositivo efectivo corriente sobre el punto medio del FFO (%)(5)	19-21%	13%	(35)

(1) El desglose de la producción anual por tipo de producto se presenta en la sección "Resultados de explotación consolidados"
(2) Medida financiera no ajustada a las PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a las PCGA y otras medidas financieras"
(3) Relación no ajustada a las PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(4) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(5) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

En 2024, los precios del crudo Brent fueron superiores a las previsiones de Parex para 2024. Dado que Parex no tenía coberturas, la subida de los precios del petróleo contribuyó a aumentar el flujo de fondos procedente de las operaciones y el flujo de fondos libres, aunque esto se vio compensado por la disminución de los volúmenes de producción de petróleo y gas en comparación con las previsiones iniciales. El hecho de que los volúmenes promedio de producción de Parex en 2024 estuvieran por debajo de sus previsiones se debió en gran medida al bajo desempeño de Arauca. Los gastos de capital se situaron por debajo de lo previsto, en consonancia con la menor producción. El flujo de fondos procedente de las operaciones estuvo en consonancia con las previsiones para 2024 y el desempeño neto del flujo de tesorería procedente de las operaciones fue superior a las previsiones para 2024, en gran medida como resultado de un tipo impositivo efectivo corriente inferior al previsto debido al menor flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos y a los efectos de las estrategias fiscales desplegadas en años anteriores.

Retorno del capital a los accionistas

Parex busca proporcionar un retorno significativo de capital a los accionistas a través de dividendos y recompras de acciones, a la vez que invierte en los activos de la Sociedad para proporcionar un retorno total a los accionistas. En 2024, Parex recompró el 5 % de sus acciones en circulación en virtud del NCIB de la Sociedad. Para aumentar aún más el retorno a los accionistas en 2024, la Sociedad aumentó el dividendo trimestral ordinario en el segundo trimestre de 2024 en un 3 % a 0,385 dólares canadienses en comparación con 0,375 dólares canadienses para llevar el dividendo anual a $1,53 para 2024 en comparación con $1,50 para 2023, lo que proporcionó 112,2 millones de dólares a los accionistas a través de dividendos en 2024.

Previsión 2025

En la siguiente tabla se resumen las previsiones anuales de la Sociedad para 2025:

Categoría	Previsiones 2025 (14 de enero de 2025)
Precio promedio del crudo Brent ($/bbl)	70
Producción promedio (bep/d)(1))	43,000 – 47,000
Flujo de fondos procedente del beneficio neto de las operaciones ($/bep)(1)(3)	26 – 28
Flujo de fondos procedente de las operaciones ($ millones)(4))	425 - 465
Gastos de capital ($ millones)(1))(2))	285 - 315
Flujo de fondos libres (punto medio) ($ millones)(1)(2)	145
Tipo impositivo efectivo corriente sobre el punto medio del FFO (%)(1)(5)	3-6 %

(1) Consulte el comunicado de prensa de la Sociedad del 14 de enero de 2025 para obtener más información sobre las previsiones corporativas para 2025 y las estimaciones de sensibilidad del beneficio neto.
(2) Medida financiera no ajustada a las PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(3) Relación no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(4) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(5) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Resultados financieros y operativos

Resultados consolidados de las operaciones

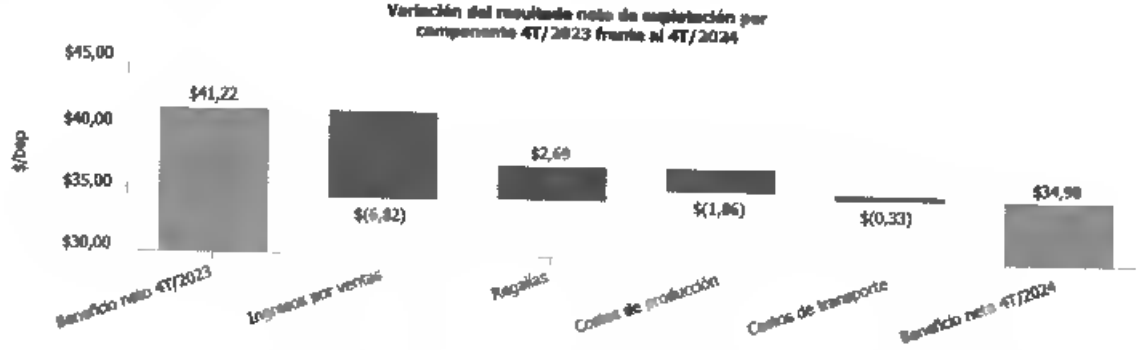
Las operaciones de petróleo y gas de Parex se llevan a cabo en Colombia y las funciones de la sede central se realizan en Canadá.

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Producción promedio diaria				
Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	**9,550**	9,700	**8,850**	8,417
Petróleo pesado (bbl/d)	**34,882**	46,760	**40,336**	45,163
Crudo (bbl/d)	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580
Gas natural convencional (mcf/d)	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656
Total (bep/d)	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356
División de la producción (% de producción de crudo)	**98**	98	**99**	99
Promedio de ventas diarias de petróleo y gas natural				
Crudo producido (bbl/d)	**46,520**	56,240	**49,342**	53,684
Crudo comprado (bbl/d)	**—**	—	**28**	125
Gas natural producido (mcf/d)	**5,190**	5,214	**4,428**	4,656
Total (bep/d)	**47,385**	57,109	**50,108**	54,585
Beneficio neto de explotación (en miles)				
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 277,824**	$ 370,688	**$ 1,280,029**	$ 1,408,703
Regalías	**(41,094)**	(63,695)	**(201,418)**	(244,703)
Ingresos netos por ventas[4]	**236,730**	306,993	**1,078,611**	1,164,000
Gastos de producción	**(67,708)**	(71,833)	**(255,278)**	(207,129)
Gastos de transporte	**(16,877)**	(18,621)	**(65,745)**	(68,306)
Gastos de compra de petróleo	**(59)**	(498)	**(904)**	(4,583)
Beneficio neto de explotación[1]	**$ 152,086**	$ 216,041	**$ 756,684**	$ 883,982
Beneficio neto de explotación (por bep)				
Brent ($/bbl)	**$ 74,01**	$ 82,90	**$ 79,86**	$ 82,18
Diferencial de precios de Parex	**(10,28)**	(12,35)	**(10,06)**	(11,47)
Ventas de petróleo y gas natural[2]	**$ 63,73**	$ 70,55	**$ 69,80**	$ 70,71
Regalías[2]	**(9,43)**	(12,12)	**(10,99)**	(12,31)
Ingresos netos por ventas[2]	**54,30**	58,43	**58,81**	58,40
Gastos de producción[2]	**(15,53)**	(13,67)	**(13,93)**	(10,42)
Gastos de transporte[2]	**(3,87)**	(3,54)	**(3,58)**	(3,43)
Beneficio neto de explotación[3]	**$ 34,90**	$ 41,22	**$ 41,30**	$ 44,55

(1) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(2) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(3) Relación no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(4) Los ingresos netos por ventas del ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a 1310,7 millones de dólares.

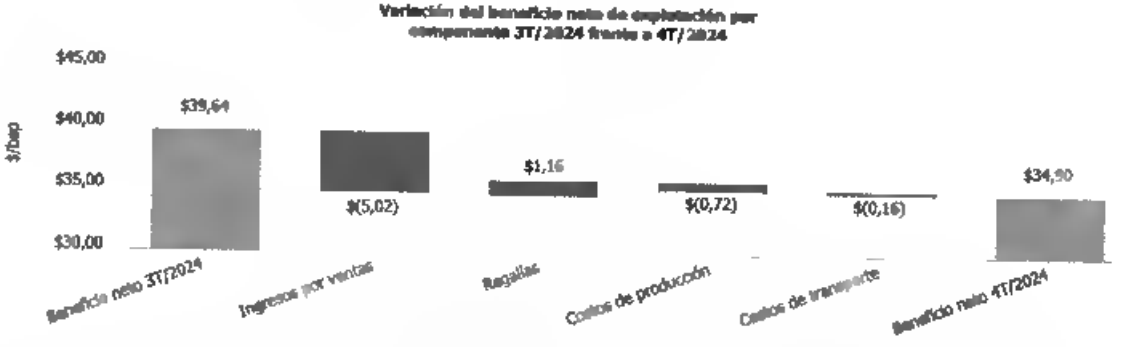
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO

TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90



En el cuarto trimestre de 2024, el precio de referencia Brent de la Sociedad disminuyó en $8,89/bbl, mientras que los ingresos por ventas disminuyeron en $6,82/bep en comparación con el cuarto trimestre de 2023. El aumento de los ingresos por ventas con respecto al crudo de referencia Brent se debió principalmente a la disminución de las ventas en boca de pozo, compensada en parte por el aumento de los diferenciales de localización y calidad. Las regalías disminuyeron en $2,69/bep principalmente como resultado de una menor producción en el cuarto trimestre de 2024 en zonas en las que se aplican regalías de participación en precios elevados, lo que se tradujo en un descenso de las regalías de participación en precios más elevados y menores precios. Los costos de producción aumentaron en $1,86/bep debido principalmente a la mayor absorción de costos fijos y a los costos de la energía eléctrica, parcialmente compensados por la depreciación del peso colombiano. Los costos de transporte en el trimestre aumentaron $0,33/bep en comparación con el cuarto trimestre de 2023.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó en $6,32/bep, frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $8,89/bbl.

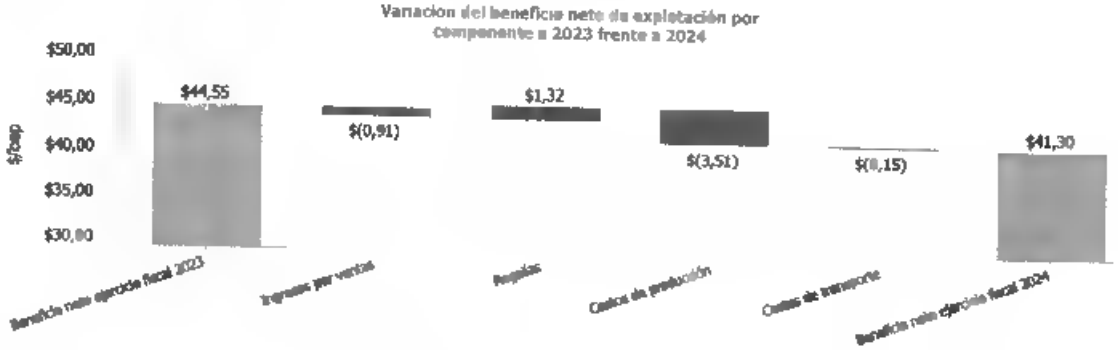


En el cuarto trimestre de 2024, el precio de referencia del petróleo Brent disminuyó en $4,70/bbl, mientras que los ingresos por ventas disminuyeron en $5,02/bep en comparación con el tercer trimestre de 2024. La disminución de los ingresos por ventas con respecto a la referencia del crudo Brent se debió principalmente a un aumento de las ventas en boca de pozo en el trimestre con respecto al periodo comparativo. Las regalías disminuyeron en $1,16/bep principalmente como resultado de una menor producción en el cuarto trimestre de 2024 en zonas en las que se aplican regalías de participación en precios elevados, lo que se tradujo en un descenso de las regalías de participación en precios más elevados y menores precios obtenidos. Los costos de producción aumentaron en $0,72/bep principalmente como consecuencia del aumento de la absorción de costos fijos y de los costos de la energía eléctrica, parcialmente compensados por la disminución de los servicios de pozos y mantenimiento de instalaciones, otros costos variables y la depreciación del peso colombiano. Los costos de transporte aumentaron $0,16/bep en comparación con el tercer trimestre de 2024.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó en $4,74/bep, frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $4,70/bbl.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO 64 DEL CIRCULO DE BOGOTA D.C.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90. C.C. 39091722

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.



En 2024, el precio de referencia Brent disminuyó en $2,32/bbl, mientras que los ingresos por ventas disminuyeron en $0,91/bep en comparación con 2023. El aumento de los ingresos por ventas en relación con la subida del crudo de referencia Brent se debió principalmente a la disminución de las ventas en boca de pozo. Las regalías disminuyeron en $1,32/bep debido principalmente a una menor producción en 2024 en las zonas donde se aplican regalías de participación en precios elevados, lo que se tradujo en un descenso de las regalías de participación en precios más elevados en comparación con 2023. Los costos de producción en 2024 aumentaron en $3,51/bep principalmente como consecuencia del aumento de la absorción de costos fijos, el costo de la energía eléctrica, los servicios de pozos y el mantenimiento de las instalaciones y la apreciación del peso colombiano. Los costos de transporte en 2024 aumentaron $0,15/bep con respecto a 2023.

En conjunto, el beneficio neto de explotación disminuyó $3,25/bep, frente a un descenso del precio del crudo de referencia Brent de $2,32/bbl.

Ventas de petróleo y gas natural

a) Volúmenes promedio diarios de producción y venta (bep/d)

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Bloque LLA-34	**23,633**	29,513	**26,466**	29,827
Cuenca Sur de los Llanos	**15,227**	20,884	**16,550**	18,639
Cuenca Norte de los Llanos	**3,260**	3,974	**4,022**	3,042
Cuenca del Magdalena	**2,312**	2,089	**2,148**	2,072
Producción total de crudo	**44,432**	56,460	**49,186**	53,580
Producción de gas natural	**865**	869	**738**	776
Producción total de crudo y gas natural	**45,297**	57,329	**49,924**	54,356
Reducción (aumento) de las existencias de crudo	**2,088**	(220)	**156**	104
Promedio de las ventas diarias de petróleo y gas natural producidos	**47,385**	57,109	**50,080**	54,460
Petróleo comprado	**—**	—	**28**	125
Volumen de ventas	**47,385**	57,109	**50,108**	54,585

La producción de crudo y gas natural del cuarto trimestre de 2024 fue de un promedio de 45 297 bep/d, lo que supone un descenso de aproximadamente el 21 % con respecto a la producción del cuarto trimestre de 2023, que fue de 57 329 bep/d, y de aproximadamente el 5 % con respecto a la producción del tercer trimestre de 2024, que fue de 47 569 bep/d.

La disminución de la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2024 en comparación con el cuarto trimestre de 2023 es principalmente el resultado de la disminución de la producción de petróleo en el Bloque LLA-34 y el Bloque Cabrestero en la Cuenca Sur de los Llanos principalmente como resultado del descenso natural además del aumento del tiempo de inactividad. También afectaron a la producción en el cuarto trimestre de 2024 los factores sociales en el Bloque LLA-32 en la Cuenca Sur de los Llanos y en Capachos en la Cuenca Norte de los Llanos.

La disminución de la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2024 en comparación con el tercer trimestre de 2024 se debe principalmente a la disminución de la producción de petróleo en el bloque LLA-34 como consecuencia del aumento de los tiempos de inactividad. También afectaron a la producción en el cuarto trimestre de 2024 los factores sociales en el Bloque LLA-32 en la Cuenca Sur de los Llanos y en Capachos en la Cuenca Norte de los Llanos.

JS MARTINEZ BERNAL NOTARIO ENC
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTO A E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DE 1990
C.C. 39.691.332

La producción de petróleo del bloque LLA-34 en 2024 fue aproximadamente un **11 %** inferior a la del período comparativo de 2023. Esta disminución se debe principalmente a los descensos naturales, además del aumento del tiempo de inactividad.

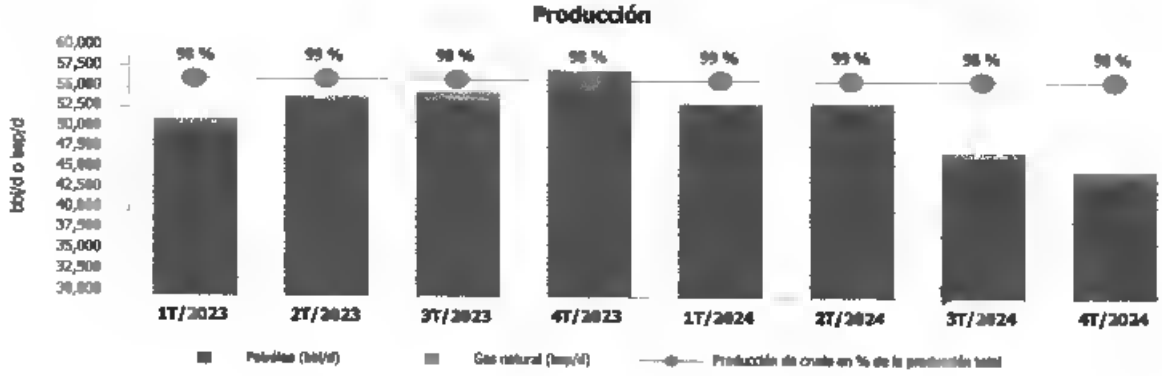
La producción de la cuenca Norte de los Llanos en 2024 fue aproximadamente un 32 % superior a la del periodo comparativo de 2023. La producción de 2023 se vio afectada por paradas temporales en el bloque Capachos durante el primer y segundo trimestres de 2023 debido a problemas de seguridad

La producción de la cuenca de Sur de los Llanos fue aproximadamente un 11 % inferior a la del periodo comparativo del año anterior, debido principalmente a los descensos naturales, además de la falta de nueva producción

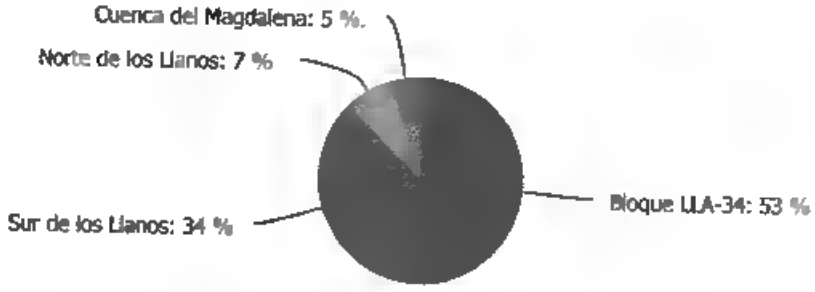
La producción de la cuenca del Magdalena en 2024 fue aproximadamente un 4 % superior a la del periodo comparativo del año anterior de 2023 debido al aumento de la producción en el Bloque VIM-1, ya que la Sociedad inició con éxito el ciclo de gas en el Bloque VIM-1 en el primer trimestre de 2023, que mediante la reinyección de gas mantiene la presión del yacimiento y maximiza la producción de líquidos.

Las ventas de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2024 fueron de 47 385 bep/d, frente a los 57 109 bep/d del cuarto trimestre de 2023. La disminución de los volúmenes de venta de petróleo se debió al descenso de la producción de petróleo con respecto al periodo comparativo. La producción del primer trimestre de 2025 hasta el 28 de febrero de 2025 fue de aproximadamente 44 500 bep/d en promedio

El desglose de la producción anual por tipo de producto se presenta en la sección "Resultados de explotación consolidados".



Producción por zona
(Tres meses cerrados el 31 de diciembre de 2024)



b) Precios de referencia y obtenidos del crudo

Precio promedio del periodo	4T/2024	3T/2024	2T/2024	1T/2024	4T/2023
Brent ($/bbl)	**74,01**	78,71	85,03	81,87	82,90
Diferencial de localización y calidad de Parex ($/bbl)	**(5,16)**	(5,46)	(3,84)	(4,75)	(4,29)
Descuento por venta en boca de pozo de Parex ($/bbl)	**(4,84)**	(4,18)	(5,50)	(6,10)	(7,55)
Precio obtenido por venta de petróleo Parex ($/bbl)[2]	**64,01**	69,07	75,69	71,02	71,06
Precio obtenido por Parex (diferencial) respecto al crudo Brent ($/bbl)	**(10,00)**	(9,64)	(9,34)	(10,85)	(11,84)
Gastos de transporte de Parex ($/bbl)[1][2]	**(3,96)**	(3,76)	(3,43)	(3,43)	(3,58)
Diferencial de precios de Parex y gastos de transporte ($/bbl)[2]	**(13,96)**	(13,40)	(12,77)	(14,28)	(15,42)

(1) Solo se aplica a las ventas directas de cargas de exportación en las que Parex incurre directamente en los gastos del oleoducto. Véase "Gastos de transporte"
(2) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a las PCGA y otras medidas financieras"

Durante el cuarto trimestre de 2024, el diferencial entre el precio de referencia Brent y el precio de venta de petróleo obtenido por la Sociedad fue de $10,00/bbl. El diferencial con el crudo Brent durante el cuarto trimestre de 2024 aumentó $0,36/bbl en comparación con el tercer trimestre de 2024, en el que el diferencial fue de $9,64/bbl. En comparación con el cuarto trimestre de 2023, el precio obtenido de Parex mejoró de un diferencial de $11,84/bbl a $10,00/bbl, lo que se debió principalmente a una disminución del descuento de ventas en boca de pozo, parcialmente compensado por un aumento de los diferenciales de localización y calidad que estuvo relacionado principalmente con el aumento de los diferenciales del petróleo pesado.

Las diferencias entre el precio obtenido de Parex y el precio del crudo Brent están relacionadas principalmente con los ajustes de localización y calidad, los contratos de comercialización de venta en boca de pozo y el calendario de ventas de petróleo en comparación con los promedios trimestrales. El diferencial de calidad y localización entre los precios del crudo Brent también afectan al precio de venta obtenido de Parex y se fijan en mercados mundiales líquidos, por lo que se atribuyen a factores que escapan al control de la Sociedad, lo que dificulta intrínsecamente su previsión.

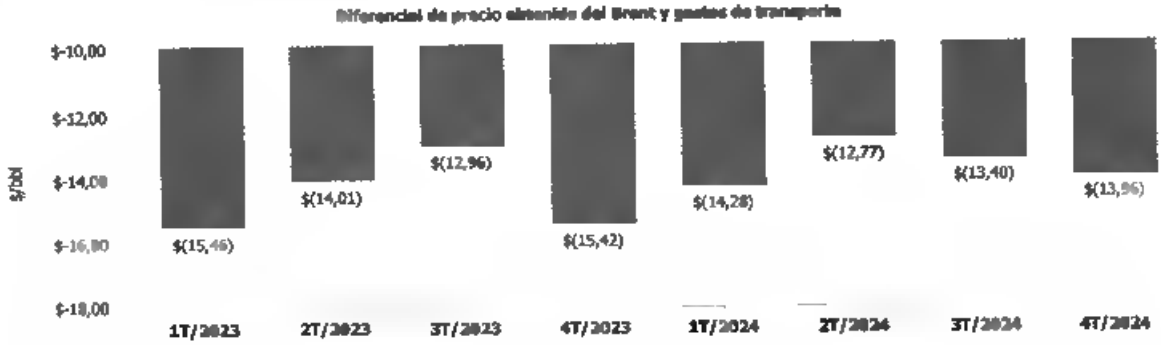
El diferencial del precio obtenido de Parex con respecto al crudo Brent puede fluctuar de un periodo a otro debido, entre otros factores, al tipo de contrato de venta y al tratamiento contable del petróleo vendido en boca de pozo frente a los contratos de venta directa para exportación.

En 2025, hasta la fecha de esta MD&A, Parex ha observado un cambio considerable en el diferencial de Vasconia con respecto al Brent en comparación con el 4T/2024. El diferencial actual de Vasconia respecto al Brent es aproximadamente inferior a $2/bbl, frente al diferencial del cuarto trimestre de 2024 de $5,16/bbl. Es probable que esta mejora se deba a las tensiones arancelarias que afectan a los precios mundiales del crudo.

JESUS M. ... CONSULADO ... ECUADOR

TRADUCTORA - INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No.359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.



c) Ventas de gas natural y precios obtenidos

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Ventas de gas natural (miles de $)	**$ 3,876**	$ 3,007	**$ 12,851**	$ 10,096
Precio de venta obtenido ($/mcf)[1]	**8,12**	6,27	**7,93**	5,94

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Las ventas de gas natural de Parex ascendieron a 3,9 millones de dólares y 12,9 millones de dólares en los tres meses y el ejercicio cerrados el 31 de diciembre de 2024, frente a 3,0 millones de dólares y 10,1 millones de dólares en los mismos periodos de 2023. El aumento de las ventas de gas natural con respecto a los periodos anteriores se debe principalmente al incremento de los volúmenes vendidos de los bloques Capachos y VIM-1

d) Ventas de petróleo y gas natural

En 2024, las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron en 128,7 millones de dólares o un 9 %, según se concilia en la siguiente tabla a 2023:

(miles de $)	
Ventas de petróleo y gas natural, ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023	**$ 1,408,703**
Volumen de ventas de petróleo producido, una disminución del 8 % (4342 bbl/d)	**(109,321)**
Volumen de ventas de petróleo comprado, una disminución del 77 % (97 bbl/d)	**(2,503)**
Disminución del precio de venta del 2 %	**(19,605)**
Volumen de ventas y variación del precio del gas natural producido	**2,755**
Ventas de petróleo y gas natural, ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024	**$ 1,280,029**

Las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron de un año a otro debido principalmente a los menores volúmenes de petróleo vendidos y al descenso de los precios mundiales del petróleo

e) Existencias de petróleo en tránsito

A 31 de diciembre de (miles de $)	**2024**	2023
Crudo en tránsito	**$ 2,017**	$ 4,254

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía 48,5 mbbl (31 de diciembre de 2023 - 105,6 mbbl) de existencias de crudo en tránsito, el cual fue inyectado en oleoductos colombianos. Las existencias se valoraron con base en los gastos directos e indirectos (incluidos los costos de producción, los costos de transporte, los gastos de agotamiento y los gastos de regalías) en aproximadamente $42/bbl ($40/bbl - 2023) incurridos para llevar el crudo a su estado y ubicación actuales.

REPUBLICA DE COLOMBIA JESUS MARTIN GOMEZ CERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CHIQUINQUIRA

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

A continuación se presenta una conciliación de los movimientos trimestrales de las existencias de crudo

Para los periodos cerrados (mbbl)	**31 de diciembre de 2024**	30 de septiembre de 2024	30 de junio de 2024	31 de marzo de 2024
Existencias de crudo en tránsito inicio del periodo	**240,6**	253,1	224,7	105,6
Producción de petróleo	**4,087,7**	4,309,4	4,802,1	4,803,0
Venta de petróleo	**(4,279,8)**	(4,326,2)	(4,778,6)	(4,685,0)
Petróleo comprado	**—**	4,3	4,9	1,1
Existencias de crudo en tránsito (overlift): final del periodo	**48,5**	240,6	253,1	224,7
% de la producoon del periodo	**1,2**	5,6	5,3	4,7

El aumento (y la reducción) de existencias de crudo de un periodo a otro están sujetos a factores que la Sociedad no controla, como el calendario del número de envíos desde el almacenamiento a la exportación. La Sociedad espera que las existencias de crudo en futuros periodos estén en consonancia con los niveles históricos normales, por debajo del 5 % de la producción del periodo.

f) Petróleo comprado

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Gastos de petróleo comprado (miles de $)	**$ 59**	$ 498	**$ 904**	$ 4,583

Los gastos de petróleo comprado en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 fueron de 0,1 millones y 0,9 millones frente a 0,5 millones y 4,6 millones de los periodos comparativos de 2023 y los 0,4 millones del tercer trimestre de 2024

Los gastos de petróleo comprado han disminuido en comparación con los mismos periodos de 2023 como resultado de la disminución de las operaciones de mezcla de petróleo y de las compras de crudo asociado del Bloque Capachos. La Sociedad incurre en costos de transporte para llevar el petróleo comprado a los puntos de entrega.

g) Otros ingresos por ventas

Los otros ingresos por ventas de la Sociedad incluyen los ingresos por transporte de oleoductos y los ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructuras

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Otros ingresos por ventas	**$ 2,739**	$ 3,162	**$ 8,157**	$ 6,314

Regalías

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Regalías base[1]	**$ 22,883**	$ 32,097	**$ 106,980**	$ 119,730
Derechos económicos[2]	**18,211**	31,598	**94,438**	124,973
Regalías (miles de $)	**$ 41,094**	$ 63,695	**$ 201,418**	$ 244,703
Por unidad ($/bep)[3]	**9,43**	12,12	**10,99**	**12,31**
Porcentaje de ventas[3]	**15**	17	**16**	17

(1) Las regalías base son regalías de escala móvil basadas en la producción de campo y pagaderas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH"). Consulte el FIA de la Sociedad, al que puede acceder a través del sitio web SEDAR+ www.sedarplus.ca.

(2) Los derechos económicos incluyen regalías de participación en precios elevados aplicables a la producción superior a 5 millones de barriles de petróleo y los regalías de Factor X son una regalía adicional aplicable a la producción de petróleo pesado, ambas pagaderas a la ANH. Consulte el FIA de la Sociedad, al que puede acceder a través del sitio web SEDAR+ www.sedarplus.ca

(3) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

En los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, las regalías como porcentaje de las ventas fueron del 15 % y el 16 %, frente al 17 % de ambos periodos comparativos de 2023. Las regalías del tercer trimestre de 2024 como porcentaje de las ventas fue del 15 %. La disminución de las regalías como porcentaje de las ventas en comparación con los periodos comparativos de 2023 se debió principalmente a una menor producción en 2024 en zonas en las que se aplican regalías de participación en precios elevados, lo que dio lugar a una disminución de las regalías de participación en precios elevados.

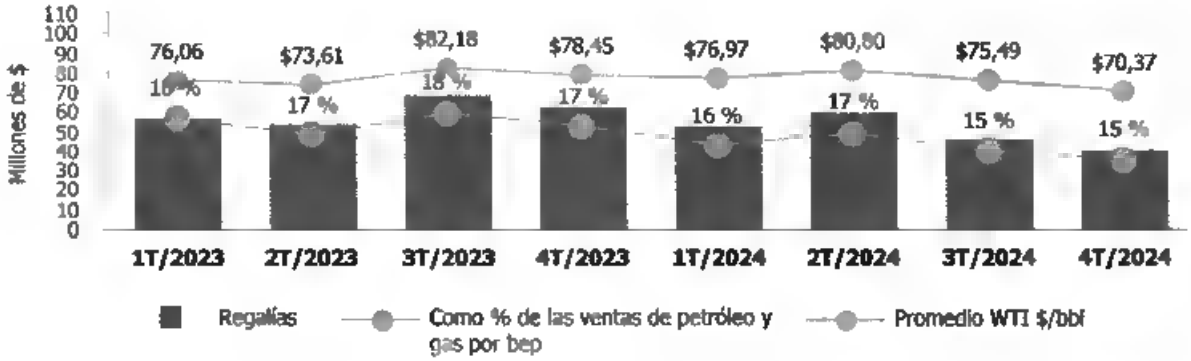
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Los precios de referencia WTI se utilizan en el cálculo de la regalía de precio elevado ("HPR"). Unos precios del petróleo WTI efectivamente más elevados se traducen en un mayor porcentaje de regalías. Los precios de referencia WTI para los tres meses y el año cerrados a 31 de diciembre de 2024 fueron de $70,37 y $75,90, frente a los $78,45 y $77,58 de los periodos comparativos de 2023 y los $75,49 del tercer trimestre de 2024.

El descenso de los gastos por regalías a 41,1 millones de dólares y 201,4 millones de dólares en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, respectivamente, frente a los 63,7 millones de dólares y 244,7 millones de dólares de los periodos comparativos de 2023, se debe a una menor producción en 2024 en zonas en las que se aplican regalías de participación en precios elevados, lo que se traduce en un descenso de las regalías de participación en precios elevados.

La HPR entra en vigor cuando la producción acumulada de cualquier zona de producción, incluidos los volúmenes de regalías, supera los 5 millones de barriles, y en caso de que los precios internacionales de referencia superen los precios determinados en el contrato. El cálculo se describe como "Participación en precios elevados" en la sección "Condiciones del sector - participación en precios elevados" del FIA de la Sociedad, al que se puede acceder a través del sitio web SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Regalías



Gastos de producción

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Gastos de producción (miles de $)	**$ 67,708**	$ 71,833	**$ 255,278**	$ 207,129
Por unidad ($/bep)[1]	**15,53**	13,67	**13,93**	10,42

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Los gastos de producción de los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 fueron de $15,53/bep y $13,93/bep, frente a los $13,67/bep y $10,42/bep de los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2023. Los gastos de producción del tercer trimestre de 2024 fueron de $14,81/bep.

En la siguiente tabla se ofrece una conciliación del aumento de los gastos de producción por bep por componentes principales:

	4T/2024 frente a 3T/2024	**4T/2024 frente a 4T/2023**	**Ejercicio 2024 frente a ejercicio 2023**
Gasto de producción del periodo comparativo por bep[1]	**$ 14,81**	**$ 13,67**	**$ 10,42**
Generación de energía	**2,02**	**1,01**	**0,42**
Reacondicionamiento de pozos y mantenimiento de instalaciones	**(0,71)**	**(0,16)**	**1,07**
Apreciación (depreciación) del peso colombiano ("COP")	**(0,81)**	**(0,93)**	**0,61**
Absorción de costos fijos	**0,74**	**1,78**	**1,23**
Otros costos variables	**(0,52)**	**0,16**	**0,18**
Gastos de producción del año en curso por bep[1]	**$ 15,53**	**$ 15,53**	**$ 13,93**

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

El aumento de los gastos de producción en los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2024 con respecto al periodo comparativo de 2023 se debe principalmente al mayor costo de la energía eléctrica que suministra a los yacimientos la energía necesaria para funcionar, y los costos fijos de 2024 se están repartiendo entre una menor producción, lo que se traduce en un aumento de los costos por bep. Estos aumentos se ven parcialmente compensados por la depreciación del COP y el menor reacondicionamiento de pozos y mantenimiento de instalaciones en el 4T/2024 con respecto al periodo comparativo de 2023.

JESUS MARTIN GOMEZ ARNAL
MARIA DEL
María Margarita De La Pava A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

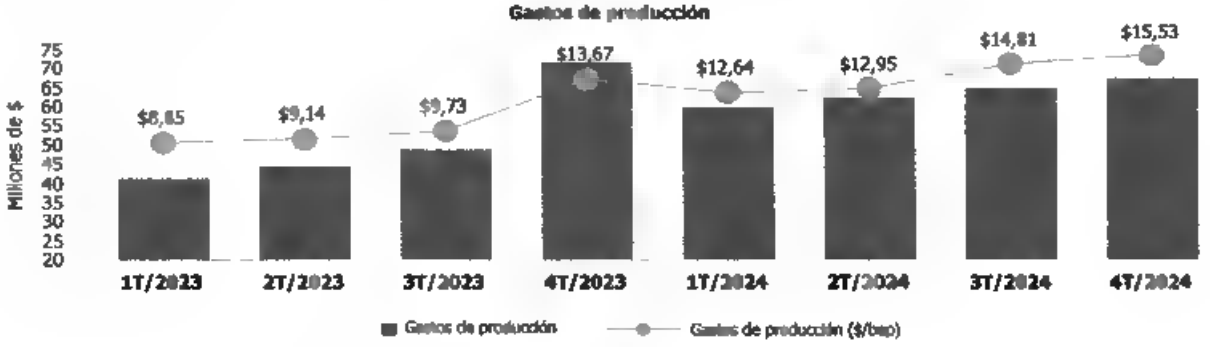
TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

El aumento de los gastos de producción para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024 con respecto al periodo comparativo de 2023 se debe principalmente al aumento de las operaciones de reacondicionamiento y mantenimiento de pozos e instalaciones en los bloques LLA-34, LLA 26 y los bloques Capachos y Cabrestero, a que los costos fijos en 2024 se están distribuyendo entre una menor producción, lo que se traduce en un aumento de los costos por bep, al aumento del costo de la energía eléctrica que suministra a los campos la energía necesaria para funcionar y a la apreciación del COP

Colombia ha sufrido una sequía inducida por el fenómeno de El Niño que ha provocado una escalada de los costos de la electricidad en todo el país durante el año pasado. Colombia depende en gran medida de la energía hidroeléctrica. A finales de abril de 2024, los costos de la electricidad empezaron a disminuir y luego volvieron a aumentar durante el tercer y cuarto trimestres de 2024. Como ya se ha señalado, los costos de la energía han aumentado en $2,02/bep en el 4T/2024 en comparación con el 3T/2024.

En comparación con el tercer trimestre de 2024, los gastos de producción por bep del cuarto trimestre de 2024 han aumentado debido al incremento de los costos de la energía eléctrica y de los costos fijos que se reparten entre una menor producción, lo que se traduce en un aumento de los costos por bep, parcialmente compensados por un menor reacondicionamiento y mantenimiento de las instalaciones y la depreciación del COP.

Los gastos de producción por bep se estiman en aproximadamente $15-16/bep para las previsiones de 2025 facilitadas el 14 de enero de 2025.



Gastos de transporte

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Gastos de transporte (miles de $)	**$ 16,877**	$ 18,621	**$ 65,745**	$ 68,306
Por unidad ($/bep)[1]	**3,87**	3,54	**3,58**	3,43

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a las NCGA y otras medidas financieras"

Los gastos de transporte incluyen los costos de transporte por camión de la producción a varias estaciones de descarga para su venta y, en algunos casos, una tarifa de transporte de petróleo desde el punto de entrega hasta las instalaciones del comprador y las tarifas de los oleoductos

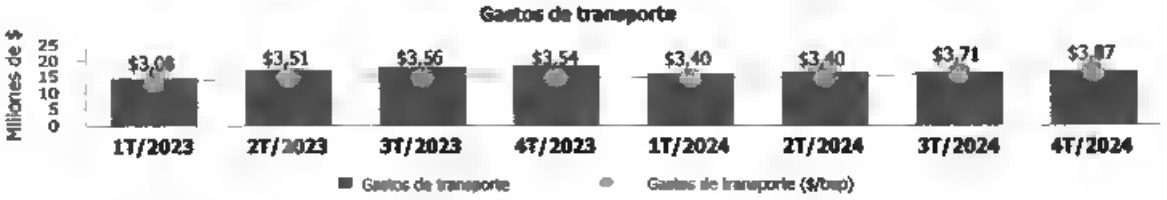
En los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2024, los gastos de transporte fueron de $3,87/bep, frente a los $3,71/bep del tercer trimestre de 2024, y aumentaron respecto a los $3,54/bep del periodo comparativo de 2023. En lo que va de año, el gasto de transporte fue de $3,58/bep, frente a los $3,43/bep del periodo comparativo de 2023. Los gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo.

El gasto combinado de transporte y el diferencial de precio con respecto al Brent para el cuarto trimestre de 2024, sobre una base por bep, ha disminuido con respecto al cuarto trimestre de 2023 y ha aumentado con respecto al tercer trimestre de 2024. Véase "Precios de referencia y precios obtenidos del petróleo".

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE PUERTO LOPEZ NUC

TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.



Gastos generales y administrativos ("G&A")

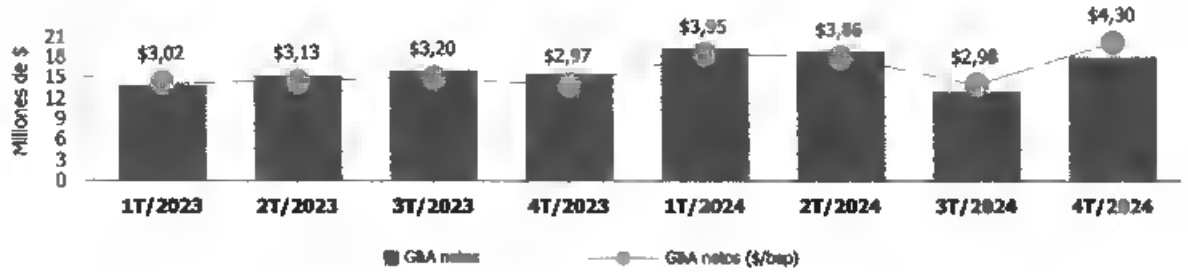
	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
G&A brutos	$ **21,650**	$ 19,471	$ **81,288**	$ 73,155
Recuperación de G&A	**(879)**	(984)	**(3,796)**	(2,722)
G&A capitalizados	**(2,871)**	(2,831)	**(8,584)**	(9,356)
Gastos G&A netos	$ **17,900**	$ 15,656	$ **68,908**	$ 61,077
Por unidad ($/bep) [1]	**4,30**	2,97	**3,77**	3,08

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Los G&A netos ascendieron a $17,9 y $68,9 en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, frente a los $15,7 y $61,1 de los mismos periodos de 2023. Los G&A brutos ascendieron a $21,7 y $81,3 en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 (tres meses y ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2023 - 19,5 millones de dólares y 73,2 millones de dólares).

En 2024, los G&A netos por bep aumentaron un 22 %, hasta $3,77, frente a los $3,08 de 2023, debido principalmente al aumento de la plantilla y de los salarios del personal, sobre todo en Colombia, como consecuencia de los elevados niveles de inflación en Colombia durante 2023, la apreciación del COP con respecto a los periodos comparativos y la menor producción, lo que se tradujo en un aumento de los costos por bep.

Los G&A de la Sociedad se denominan principalmente en las monedas locales COP y CAD (dólares canadienses) que, al apreciarse o depreciarse, repercuten en los G&A. Para más información, véase el "Análisis de sensibilidad al tipo de cambio".



JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CAJICA (CUN)
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Compensación en acciones

(miles de $)	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre 2024	2023	Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2024	2023
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital	$ **223**	$ 264	$ **878**	$ 1,043
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo	**5,926**	7,410	**584**	29,321
Gasto total de compensación en acciones	$ **6,149**	$ 7,674	$ **1,462**	$ 30,364

El gasto de compensación en acciones fue de 6,1 millones de dólares y 1,5 millones de dólares en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, frente a los 7,7 millones de dólares y 30,4 millones de dólares de los mismos periodos de 2023

El gasto de remuneración en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital fue de 0,2 millones de dólares y 0,9 millones de dólares
en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, frente a los 0,3 millones de dólares y 1,0 millones de dólares de los mismos periodos de 2023. Las remuneraciones en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital incluyen el plan de opciones sobre acciones de la Sociedad. La disminución de los gastos del plan con liquidación en instrumentos de capital con respecto al ejercicio anterior se debe principalmente a la disminución de las compensaciones pendientes de amortizar en virtud de este plan en comparación con el ejercicio anterior

La compensación en acciones liquidada en efectivo se refiere a los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Sociedad e incluye unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU"), unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo o en acciones y unidades de acciones en función de los resultados ("CosRSU" y "CosPSU"), unidades de acciones restringidas de larga duración y unidades de acciones en función de los resultados ("LDRSU" y "LDPSU"), y unidades de acciones diferidas ("DSU") El gasto de compensación basada en acciones liquidadas en efectivo durante los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 fue de 5,9 millones de dólares y 0,6 millones de dólares, frente a los 7,4 millones de dólares y 29,3 millones de dólares de los mismos periodos de 2023 Esta disminución de los gastos se atribuye principalmente al descenso de la cotización de las acciones de Parex desde las fechas de cierre del periodo El precio de la acción de Parex disminuyó a 14,58 dólares canadienses a 31 de diciembre de 2024, frente a 24,95 dólares canadienses a 31 de diciembre de 2023.

Las obligaciones de pago en efectivo en virtud de los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Sociedad se periodifican como gasto a lo largo del período de devengo en función del valor razonable de las unidades, tal como se describe en la nota 18– Planes de incentivos liquidados en efectivo de los estados financieros consolidados auditados. A 31 de diciembre de 2024, el pasivo total devengado de los planes de incentivos liquidados en efectivo ascendía a 19,9 millones de dólares (31 de diciembre de 2023 - 36,6 millones de dólares), de los cuales 9,6 millones de dólares (31 de diciembre de 2023 16,3 millones de dólares) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los periodos de devengo.

Los pagos en efectivo para liquidar las remuneraciones basadas en acciones liquidadas en efectivo en los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 fueron de 0,3 millones de dolares y 20,6 millones de dólares, frente a los 0,7 millones de dólares y 21,0 millones de dólares de los mismos periodos de 2023.

Gastos de agotamiento, depreciación y amortización ("DD&A")

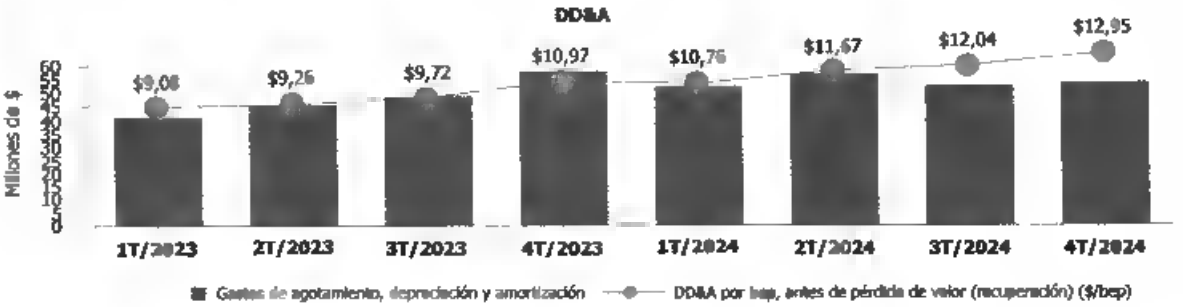
	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre 2024	2023	Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2024	2023
Total de DD&A (miles de $)	$ **53,984**	$ 57,833	$ **215,770**	$ 194,229
Por unidad ($/bep)[1]	**12,95**	10,97	**11,81**	9,79

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Apalancamiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Los DD&A del cuarto trimestre de 2024 fueron de 54,0 millones de dólares ($12,95/bep), frente a los 57,8 millones de dólares ($10,97/bep) del mismo periodo de 2023. En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, los DD&A ascendieron a 215,8 millones de dólares ($11,81/bep), frente a los 194,2 millones de dólares ($9,79/bep) del ejercicio anterior.

Para el cuarto trimestre de 2024, se incluyeron en el cálculo del agotamiento unos costos de desarrollo futuros de 426,7 millones de dólares (tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2023 - 409,5 millones de dólares). Los DD&A del cuarto trimestre de 2024 de $12,95/bep aumentaron con respecto al periodo comparativo de $10,97/bep debido a la adición a la base de capital agotable mediante inversiones de capital realizadas durante el periodo y la transferencia de Arauca de activos de exploración y evaluación a propiedades, planta y equipo en el segundo trimestre de 2024, junto con un aumento de la tasa de agotamiento con respecto al periodo comparativo anterior

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.



Divisas

(miles de $)	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre 2024	2023	Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2024	2023
Pérdidas (ganancias) por conversión de divisas	$ 2,194	$ (317)	$ 5,447	$ 11,595
Ganancia por contratos de gestión del riesgo de conversión de divisas	—	—	—	(6,109)
Total pérdidas (ganancias) por conversión de divisas	$ 2,194	$ (317)	$ 5,447	$ 5,486
Promedio de tipos de cambio				
USD/CAD	1,40	1,36	1,37	1,35
USD/COP	4,347	4,070	4,071	4,325

La principal exposición de la Sociedad al riesgo de conversión de divisas está relacionada con la fijación de precios de las divisas denominadas en CAD y COP, ya que la moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense ("USD"). La Sociedad está expuesta en Colombia y Canadá a costos tales como gastos de capital, salarios locales, regalías e impuestos sobre la renta, que pueden estar denominados en moneda local. Los principales impulsores de las pérdidas y ganancias por tipo de cambio registradas en los estados consolidados del ingreso global son el impuesto sobre la renta a pagar y las retenciones fiscales a cobrar, las cuentas a pagar y las cuentas a cobrar denominadas en COP. El calendario de las liquidaciones de pagos, los devengos y sus ajustes repercuten en las ganancias/pérdidas por tipo de cambio.

En los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, se registró una pérdida total por cambio de divisas de 2,2 millones de dólares y 5,4 millones de dólares, frente a una ganancia de 0,3 millones de dólares y una pérdida de 5,5 millones de dólares en los respectivos ejercicios anteriores. Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, la apreciación del COP dio lugar a una ganancia obtenida de 20,8 millones de dólares y a una pérdida cambiaria no obtenida compensatoria de 20,8 millones de dólares en el segundo trimestre de 2024 en la liquidación de los impuestos sobre la renta colombianos de 2023 de la Sociedad.

En el segundo trimestre de 2023, la Sociedad también registró una ganancia de 4,8 millones de dólares en un *collar* de COP/USD que se liquidó en dinero y se incluye en el total de divisas para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023.

Las pérdidas y ganancias no realizadas por tipo de cambio pueden revertirse en el futuro como resultado de las fluctuaciones de los tipos de cambio y se registran en los estados consolidados de resultados globales de la Sociedad.

La Sociedad revisa continuamente su exposición a las variaciones de las divisas y mantiene depósitos de efectivo principalmente en dólares estadounidenses y depósitos denominados en COP en Canadá, Suiza y Colombia.

JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Análisis de sensibilidad al tipo de cambio

Componente de costo	Porcentaje estimado del costo denominado en moneda local	$/bep Impacto de la variación del tipo de cambio moneda local/USD: Apreciación del 10 % de la moneda local	Depreciación del 10 % de la moneda local
Gastos de producción	90 %	$ 1,40	$ (1,40)
Gastos de transporte	50 %	$ 0,19	$ (0,19)
Gastos G&A	100 %	$ 0,43	$ (0,43)

En la tabla anterior se muestra el impacto estimado por bep de un cambio en las monedas locales de Parex y el efecto en los componentes clave de los costos de Parex. El impacto de los componentes en términos de $/bep utiliza los costos por bep del 4T/2024. En este análisis se ignoran todos los demás factores que influyen en la estructura de costos, incluidos, entre otros, la eficiencia, las estrategias de reducción de costos y la inflación de costos.

A 31 de diciembre de 2024, con otras variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Sociedad de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10 % del CAD y el COP frente al USD habría disminuido (aumentado) los ingresos netos en aproximadamente 3,5 millones de dólares.

Gastos financieros netos

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Gastos bancarios y comisiones de líneas de crédito	$ **1,124**	$ 378	$ **3,673**	$ 4,813
Intereses por deuda bancaria	**700**	711	**4,174**	711
Incremento de los pasivos de desmantelamiento y medioambientales	**1,848**	2,459	**9,206**	8,701
Intereses y otros ingresos	**(998)**	(2,067)	**(4,315)**	(14,055)
Intereses de activos por derecho de uso	**46**	51	**189**	194
Provisión para pérdidas crediticias esperadas (recuperación)	**163**	(464)	**67**	(422)
Otros	**437**	(257)	**1,099**	(163)
Gastos financieros netos	$ **3,320**	$ 811	$ **14,093**	$ (221)

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
	2024	2023	**2024**	2023
Gastos financieros no en efectivo	$ **2,012**	$ 1,992	$ **9,273**	$ 8,279
Gastos (ingresos) financieros en efectivo	**1,308**	(1,181)	**4,820**	(8,500)
Gastos financieros netos	$ **3,320**	$ 811	$ **14,093**	$ (221)

Los gastos bancarios y las comisiones de la línea de crédito se refieren a los impuestos bancarios pagados en Colombia y a las comisiones standby relacionadas con la línea de crédito de la Sociedad. Los componentes no monetarios de los gastos (ingresos) financieros netos incluyen la remodificación de los pasivos de desmantelamiento y medioambientales y la provisión (recuperación) para pérdidas crediticias esperadas.

Gestión de riesgos

La gestión de la variabilidad del flujo de tesorería es un componente integral de la estrategia empresarial de Parex. Los cambios en las condiciones empresariales se supervisan periódicamente y, cuando son importantes, se revisan con la Junta Administrativa ("la Junta" o "la Junta Administrativa") para establecer las directrices de gestión de riesgos que utilizará la dirección. Parex revisa de forma proactiva la exposición al riesgo inherente a los movimientos en el precio del crudo, las fluctuaciones en el tipo de cambio USD/COP y los movimientos de los tipos de interés y, si lo considera apropiado, puede gestionarlos mediante el uso de derivados, principalmente con instituciones financieras que son miembros de la línea de crédito bancario sindicado de Parex. La Sociedad considera que estos contratos de derivados son un medio eficaz para gestionar y prever el flujo de tesorería.

Parex ha optado por no aplicar las normas de "contabilidad de coberturas" prescritas por las NIIF y, en consecuencia, de conformidad con las NIIF, el valor razonable de los contratos financieros se registra al final de cada periodo. El valor razonable puede variar sustancialmente de un periodo a otro en función de los precios a plazo de las materias primas y las divisas de los contratos financieros pendientes en la fecha del balance. La variación del valor razonable de un periodo a otro se refleja en los beneficios de ese periodo. En consecuencia, los beneficios pueden fluctuar considerablemente en función de los precios a plazo de las materias primas y divisas al final del periodo, con respecto a cualquier contrato de derivados sobre materias primas o divisas pendiente.

JESUS MARIA GOMEZ BERNAL NOTARIO ENCARGADO

TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

a) Contratos de gestión de riesgos - Crudo Brent

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía en vigor los siguientes contratos de gestión del riesgo de precios de materias primas.

Periodo cubierto	Referencia	Volumen bbl/d	Put vendido	Put comprado	Prima
Del 1 de enero de 2025 al 31 de enero de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05
Del 1 de febrero de 2025 al 28 de febrero de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05
Del 1 de marzo de 2025 al 31 de marzo de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$2,05

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión del riesgo de los precios de las materias primas suscritos desde el 31 de diciembre de 2024:

Periodo cubierto	Referencia	Volumen bbl/d	Put vendido	Put comprado	Prima
Del 1 de abril de 2025 al 30 de abril de 2025	ICE Brent	11,250	$60,00	$70,00	$1,21

En la siguiente tabla se resumen las pérdidas de los contratos de gestión del riesgo de materias primas vigentes durante los tres meses y los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
Pérdidas no realizadas en contratos de gestión del riesgo de materias primas	**$ 1,160**	$ —	**$ 1,160**	$ —
Total	**$ 1,160**	$ —	**$ 1,160**	$ —

b) Contratos de gestión de riesgos - Divisas

La Sociedad está expuesta al riesgo de conversión de divisas, ya que parte de su tesorería se mantiene en COP y CAD, mientras que se prevé que los gastos de capital comprometidos se denominen principalmente en dólares estadounidenses.

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad no tenía contratos pendientes de gestión del riesgo de conversión de divisas.

La Sociedad no tiene contratos de gestión del riesgo de conversión de divisas para 2025, por lo que está totalmente expuesta a las fluctuaciones de las divisas.

En la siguiente tabla se resume la ganancia de los contratos de gestión de riesgo de conversión de divisas vigentes durante los tres meses y los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
Ganancias no realizadas en contratos de gestión de riesgos de conversión de divisas	**$ —**	$ —	**$ —**	$ (1,278)
Ganancias realizadas en contratos de gestión de riesgo de conversión de divisas	**—**	—	**—**	(4,831)
Total	**$ —**	$ —	**$ —**	$ (6,109)

Total pasivo financiero no corriente

En la siguiente tabla se resume el total de pasivos financieros no corrientes correspondientes a los tres últimos ejercicios:

	2024	2023	2022
Deuda bancaria	**$ 60,000**	$ 90,000	$ —
Obligación de arrendamiento	**4,622**	5,736	6,079
Pasivos por compensación en acciones liquidadas en efectivo	**9,553**	16,284	13,132
Total	**$ 74,175**	$ 112,020	$ 19,211

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Impuesto sobre la renta

Los componentes del gasto (recuperación) por impuestos para los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023 fueron los siguientes:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	**$ (5,629)**	$ 8,855	**$ 90,389**	$ 155,683
Gasto (recuperacion) por impuestos diferidos	**4,749**	(90,784)	**158,203**	(160,753)
Total gasto (recuperación) por impuestos	**$ (880)**	$ (81,929)	**$ 248,592**	$ (5,070)
Tipo impositivo corriente efectivo sobre el flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos[1]	**(4)%**	4%	**13%**	19%

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

El impuesto corriente en el cuarto trimestre de 2024 supuso una recuperación de 5,6 millones, frente a un gasto de 8,9 millones de dólares en el periodo comparativo de tres meses. Para todo el año 2024, la Sociedad registró 90,4 millones de gastos por impuestos corrientes, frente a 155,7 millones de dólares en 2023.

La significativa disminución del gasto por impuestos corrientes con respecto a los periodos comparativos de 2023 es el resultado de menores flujos de tesorería operativos antes de impuestos, junto con ciertas estrategias fiscales que se han desplegado en los últimos años.

Para los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024, el impuesto diferido supuso un gasto de 4,7 millones y 158,2 millones (recuperación de 90,8 millones y 160,8 millones de dólares para los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2023). El aumento del gasto por impuestos diferidos con respecto a los periodos comparativos de 2023 se debe principalmente a la reversión de las diferencias temporales creadas entre la base contable y fiscal en Colombia, y a la apreciación del peso colombiano.

Previsión fiscal corriente para 2025

En la siguiente tabla se refleja el tipo impositivo efectivo actual previsto sobre el flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos en 2025:

Supuesto de precio del Brent	**$65/bbl**	**$70/bbl**	**$75/bbl**	**$80/bbl**	**$85/bbl**
Efecto del tipo impositivo actual sobre el flujo de fondos antes de impuestos procedente de las operaciones[1]	0 - 3 %	3 - 6 %	8 - 11 %	13 - 16 %	18 - 21 %

(1) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

El cálculo del impuesto sobre la renta corriente y diferido en Colombia se basa en una serie de variables que pueden causar oscilaciones en el impuesto sobre la renta corriente y diferido. Estas variables incluyen, entre otras, las reservas de producción a final de año utilizadas en el cálculo del agotamiento a efectos fiscales, el calendario y el número de amortizaciones de pozos secos permitidas a efectos fiscales en Colombia y las fluctuaciones monetarias.

Gastos de capital

Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	Colombia		Canadá		Total	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	**2024**	2023
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 2,619**	$ 7,770	**$ —**	$ —	**$ 2,619**	$ 7,770
Geológicos y geofísicos	**9,950**	2,497	**—**	—	**9,950**	2,497
Perforación y finalización	**263,629**	396,584	**—**	—	**263,629**	396,584
Equipos e instalaciones de pozos	**67,239**	74,247	**—**	—	**67,239**	74,247
Otros	**438**	429	**3,820**	1,816	**4,258**	2,245
Total gastos de capital[1]	**$ 343,875**	$ 481,527	**$ 3,820**	$ 1,816	**$ 347,695**	$ 483,343

(1) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre	Colombia		Canadá		Total	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	**2024**	2023
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 941**	$ 722	**$ —**	$ —	**$ 941**	$ 722
Geológicos y geofísicos	**6,819**	780	**—**	—	**6,819**	780
Perforación y finalización	**53,056**	47,000	**—**	—	**53,056**	47,000
Equipos e instalaciones de pozos	**17,502**	41,624	**—**	—	**17,502**	41,624
Otros	**438**	371	**3,354**	922	**3,792**	1,293
Total gastos de capital[1]	**$ 78,756**	$ 90,497	**$ 3,354**	$ 922	**$ 82,110**	$ 91,419

(1) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.
C.C.# 39.691.432

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

A continuación se ofrece información adicional relacionada con los gastos de capital del periodo por áreas operativas clave:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
Bloque LLA-34	**$ 15,447**	$ 30,373	**$ 87,821**	$ 118,275
Sur de los Llanos	**37,990**	13,478	**120,434**	209,513
Norte de los Llanos	**22,863**	43,904	**119,685**	96,697
Cuenca del Magdalena	**2,456**	2,372	**15,935**	56,613
Corporativos	**3,354**	1,292	**3,820**	2,245
Total de gastos de capital[1])	**$ 82,110**	$ 91,419	**$ 347,695**	$ 483,343

(1) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Durante el año cerrado a 31 de diciembre de 2024, la Sociedad incurrió en 347,7 millones de dólares de gastos de capital con un 95 % gastado en perforación, finalización, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante el año cerrado a 31 de diciembre de 2023, la Sociedad incurrió en 483,3 millones de dólares de gastos de capital con el 97 % gastado en perforación, finalización, equipos de pozos e instalaciones en Colombia.

Durante el cuarto trimestre de 2024, la Sociedad incurrió en gastos de capital de 82,1 millones de dólares, de los cuales el 86 % se destinó a perforación, finalización, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante el cuarto trimestre de 2023 la Sociedad incurrió en gastos de capital de 91,4 millones de dólares con 97 % gastado en perforación, finalización y equipos de pozo e instalaciones en Colombia.

Durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, los gastos de capital de la Sociedad por valor de 347,7 millones de dólares se autofinanciaron con el flujo de fondos generado por las operaciones, que ascendió a 622,2 millones de dólares.

Inventario a largo plazo

La Sociedad dispone de inventario de materiales y equipos de larga duración, como tuberías de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes. Con una demanda a veces fuerte de material y equipos utilizados en las operaciones de petróleo y gas, periódicamente la Sociedad se asegura materiales y equipos antes de sus próximos programas de capital. La Sociedad tiene previsto desplegar este inventario de larga duración en los próximos años.

Durante 2024, la Sociedad realizó una revisión de la pérdida de valor o deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor contable de determinados activos de inventario a largo plazo era inferior a su importe recuperable y se registró un deterioro de 10,0 millones de dólares en los estados consolidados del ingreso global correspondientes al periodo de tres meses cerrado a 31 de diciembre de 2024.

Costo	
Saldo a 31 de diciembre de 2022	**$ 165,271**
Adiciones	114,803
Transferencias a activos E&E y PP&E	(75,373)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	**$ 204,701**
Adiciones	55,990
Transferencias a activos E&E y PP&E	(40,028)
Transferencia a costos de producción	(5,269)
Venta de inventario	(5,920)
Deterioro	(10,000)
Saldo a 31 de diciembre de 2024	**$ 199,474**

En la siguiente tabla se representan los gastos de inventario a largo plazo para los tres meses y los años cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre	
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023
Adiciones	**$ 8,189**	14,281	**$ 55,990**	$ 114,803
Transferencias a activos D&P y E&E	**(6,941)**	(15,147)	**(40,028)**	(75,373)
Transferencia a costos de producción	**(1,642)**	—	**(5,269)**	—
Venta de inventario	**(2,175)**	—	**(5,920)**	—
Total de gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**$ (2,569)**	$ (866)	**$ 4,773**	$ 39,430

TRADUCTO A E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Cargos no monetarios por deterioro

(miles de $)	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre 2024	2023	Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre 2024	2023
Deterioro de activos E&E	$ 49,424	$ 25,649	$ 54,085	$ 82,858
Deterioro de activos de PP&E	78,417	59,682	78,417	59,682
Deterioro de inventario a largo plazo	10,000	—	10,000	—
Total de cargos no monetarios por deterioro antes de recuperaciones de impuestos diferidos	$ 137,841	$ 85,330	$ 142,502	$ 142,540

Deterioros 2024

La Sociedad registró pérdidas de valor de activos de exploración y evaluación ("E&E") durante los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2024 por valor de 49,4 millones de dólares y 54,1 millones de dólares, respectivamente. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociado con el Bloque LLA-122 por costos relacionados con un pozo de exploración que indicaba resultados técnicamente inviables con una tolerancia al riesgo aceptable. La revisión de la pérdida de valor comparó el valor contable de los activos con el valor razonable menos el costo de eliminación (nivel 3) para determinar el importe recuperable, que se fijó en cero dólares para los activos del bloque LLA-122. Se determinó que el deterioro era de 54,1 millones de dólares, que se registran en los estados consolidados de ingresos globales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

A 31 de diciembre de 2024, Parex comprobó la pérdida de valor del valor de sus unidades generadoras de efectivo (UGE). La Sociedad determinó que los valores contables de la UGE Aguas Blancas y la UGE Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca de Magdalena, excedían sus valores recuperables y se registró una pérdida de valor de 78,4 millones de dólares en los estados consolidados de ingresos globales para los tres meses y el año cerrados a 31 de diciembre de 2024. No hay activos E&E asociados a estas UGE

A 31 de diciembre de 2024, el importe recuperable de la UGE Aguas Blancas se estimaba en 20,9 millones de dólares, y el importe recuperable de la UGE Boranda/Fortuna se estimaba en 3,5 millones de dólares. Un cambio del 1 % en la tasa de descuento supuesta o un cambio del 5 % en las estimaciones de precios a plazo durante la vida de las reservas tendría un impacto inmaterial en el deterioro. Todas las demás UGE tenían importes recuperables superiores a sus valores contables. El valor razonable determinado para las propiedades productoras de la Sociedad era coherente con la estimación de reservas de los evaluadores de reservas calificados independientes de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024. El importe recuperable se determinó utilizando el valor razonable estimado menos los costos de eliminación.

Los flujos de tesorería futuros se descontaron utilizando una tasa de descuento después de impuestos del 14 %, con los siguientes precios utilizados por el evaluador independiente de reservas de Parex a 31 de diciembre de 2024:

	2025	2026	2027	2028	2029	En lo sucesivo
Brent (USD/bbl)	75,25	77,50	80,08	82,69	84,34	Aumento del 2 % anual
WTI (USD/bbl)	71,25	73,50	76,00	78,53	80,10	Aumento del 2 % anual

Durante 2024, la Sociedad completó las revisiones de pérdida de valor de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor contable de determinados activos de inventario a largo plazo era inferior a su importe recuperable y se registró un deterioro de 10,0 millones de dólares en los estados consolidados del ingreso global correspondientes al periodo de tres meses cerrado a 31 de diciembre de 2024.

PUBLICA DE COLOMBIA
JESUS MARTI MEZ-BERNAL
NOTARIO ENCARGADO

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

Deterioros 2023

Durante los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2023, la Sociedad registró pérdidas de valor de activos E&E por 25,6 millones de dólares y 82,9 millones de dólares, respectivamente. Se determinó que no se recuperaría el valor contable de ciertos activos E&E, principalmente asociados con los bloques VIM-43 y LLA-134 por costos relacionados con pozos de exploración que indicaron resultados no rentables, la Sociedad también tenía planes de renunciar al bloque LLA-134. Además, la pérdida de valor incluye los costos del Bloque LLA-81 que se deterioraron al transferirse a inmovilizado material (PP&E), ya que el valor contable superaba su importe recuperable. El análisis de deterioro comparó el valor contable de los activos con el valor razonable menos el costo de eliminación (nivel 3) para determinar el importe recuperable, que se fijó en cero dólares para los activos de los bloques VIM-43 y LLA-134 y en 12,3 millones de dólares para los activos del bloque LLA-81. Se determinó que el deterioro era de 82,9 millones de dólares, que se registran en los estados consolidados de ingresos globales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023

A 31 de diciembre de 2023, Parex comprobó la pérdida de valor de PP&E de sus unidades generadoras de efectivo (UGE). La Sociedad determinó que el valor contable de la UGE Boranda/Fortuna en la cuenca de Magdalena superaba su valor recuperable y se registró una pérdida de valor de 59,7 millones de dólares en los estados consolidados de ingresos globales para los tres meses y el ejercicio cerrados a 31 de diciembre de 2023. No hay activos E&E asociados a esta UGE.

A 31 de diciembre de 2023, el importe recuperable de la UGE Boranda/Fortuna se estimaba en 40,9 millones de dólares. Un cambio del 1 % en la tasa de descuento supuesta o un cambio del 5 % en las estimaciones de precios a plazo durante la vida de las reservas tendría un impacto inmaterial en el deterioro. Todas las demás UGE tenían importes recuperables superiores a sus valores contables. El valor razonable determinado para las propiedades productoras de la Sociedad era coherente con la estimación de reservas de los evaluadores de reservas calificados independientes de la Sociedad a 31 de diciembre de 2023. El importe recuperable se determinó utilizando el valor razonable estimado menos los costos de eliminación.

Los flujos de tesorería futuros se descontaron utilizando una tasa después de impuestos del 14 %, con los siguientes precios utilizados por el evaluador independiente de reservas de Parex a 31 de diciembre de 2023.

	2024	2025	2026	2027	2028	En lo sucesivo
Brent (USD/bbl)	77,00	79,50	81,49	82,58	84,19	Aumento del 2 % anual
WTI (USD/bbl)	72,50	75,00	76,99	78,53	80,10	Aumento del 2 % anual

Para más información sobre los cargos por pérdida de valor o deterioro para los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023, véase la nota 7: Activos de exploración y evaluación, la nota 8 Inmovilizado material, y la nota 9: Inventario a largo plazo en los estados financieros consolidados auditados.

Prueba de deterioro del fondo de comercio

La Sociedad realizó su evaluación anual de pérdida de valor del fondo de comercio en la fecha del balance de conformidad con su política descrita en la nota 3: Resumen de políticas contables esenciales de los estados financieros consolidados auditados. La Sociedad ha asignado el fondo de comercio al segmento operativo de Colombia. El valor razonable estimado menos los costos de eliminación del segmento operativo de Colombia superaba el valor contable. En consecuencia, no se registró ninguna pérdida de valor del fondo de comercio. Para más información, véase la nota 12: Fondo de comercio en los estados financieros consolidados auditados

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Resumen de los resultados trimestrales (sin auditar)

Tres meses cerrados a (miles de $) (excepto importes por acción)	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024	30 de junio de 2024	31 de marzo de 2024
Producción promedio diaria				
Petróleo ligero y petróleo medio (bbl/d)	**9,550**	9,064	9,541	7,237
Petróleo pesado (bbl/d)	**34,882**	37,777	43,229	45,543
Crudo (bbl/d)	**44,432**	46,841	52,770	52,780
Gas natural convencional (mcf/d)	**5,190**	4,368	4,788	3,348
Total (bep/d)	**45,297**	47,569	53,568	53,338
Precio de venta obtenido - petróleo ($/bbl)[6]	**64,81**	69,07	75,69	71,02
Financieros (en miles, salvo los importes por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	$ **277,824**	$ 302,033	$ 364,874	$ 335,298
Flujo de fondos procedente de las operaciones[5]	$ **141,201**	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307
Por acción - básica[2][4]	**1,43**	1,50	**1,77**	1,43
Por acción - diluida[2][4]	**1,43**	1,50	1,77	1,43
Ingresos netos	$ **(69,051)**	$ 65,793	$ 3,845	$ 60,093
Por acción - básica[4]	**(0,78)**	0,65	0,04	0,58
Por acción - diluida[4]	**(0,70)**	0,65	0,04	0,58
Dividendos pagados	**26,658**	28,467	28,528	28,531
Por acción - CAD[4][6]	**0,385**	0,385	0,385	0,375
Gastos de capital[1]	$ **82,110**	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421
Gastos de inventario a largo plazo	$ **(2,569)**	$ (6,318)	$ 9,817	$ 3,843
Activos totales (fin de periodo)	$ **2,155,062**	$ 2,290,683	$ 2,324,483	$ 2,355,512
Acciones en circulación (fin de periodo) (en miles)	**98,339**	100,031	101,616	102,914
Superávit (déficit) de capital circulante (fin de periodo)[3][5]	$ **59,397**	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901

Tres meses cerrados a (miles de $) (excepto importes por acción)	31 de diciembre de 2023	30 de septiembre de 2023	30 de junio de 2023	31 de marzo de 2023
Producción promedio diaria				
Petróleo ligero y petróleo medio (bbl/d)	9,700	8,837	7,982	7,115
Petróleo pesado (bbl/d)	46,760	44,779	45,644	43,435
Crudo (bbl/d)	56,460	53,616	53,626	50,550
Gas natural convencional (mcf/d)	5,214	5,742	2,964	4,692
Total (bep/d)	57,329	54,573	54,120	51,332
Precio de venta obtenido - petróleo ($/bbl)[6]	71,06	76,58	67,36	69,66
Financieros (en miles, salvo los importes por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	$ 370,688	$ 383,244	$ 327,541	$ 327,230
Flujo de fondos procedente de las operaciones[5]	$ 193,377	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724
Por acción - básica[2][4]	1,85	1,49	1,45	1,49
Por acción - diluida[2][4]	1,85	1,49	1,45	1,49
Ingresos (pérdidas) netos	$ 133,783	$ 119,736	$ 101,415	$ 104,375
Por acción - básica[4]	1,28	1,13	0,95	0,96
Por acción - diluida[4]	1,28	1,13	0,95	0,96
Dividendos pagados	29,505	29,239	30,101	29,831
Por acción - CAD[4][6]	0,375	0,375	0,375	0,375
Gastos de capital[1]	$ 91,419	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868
Gastos de inventario a largo plazo	$ (866)	$ (374)	$ 20,903	$ 19,767
Activos totales (fin de periodo)	$ 2,415,327	$ 2,263,479	$ 2,225,799	$ 2,349,748
Acciones en circulación (fin de periodo) (en miles)	103,812	105,014	106,194	107,419
Excedente de capital circulante (fin de periodo)[3][5]	$ 79,027	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662

(1) Medida financiera no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(2) Relación no ajustada a los PCGA. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(3) El capital circulante no incluye el importe no disponible de la línea de crédito.
(4) Los importes por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(5) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"
(6) Medida financiera complementaria. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Factores que provocaron variaciones trimestrales

La evolución de los ingresos netos, las ventas de petróleo y gas natural y el flujo de fondos generado por las operaciones está asociada principalmente a las fluctuaciones de las ventas de materias primas procedentes de la producción, que reflejan cambios en los niveles de producción y los precios de las materias primas, además de las fluctuaciones de las divisas (véase la sección "Divisas"). Los ingresos netos también se ven afectados por los cambios en la pérdida de valor no monetaria de inmovilizado material, exploración y evaluación y activos de inventario a largo plazo. Los cambios en los impuestos sobre la renta, como se explica en la sección "Impuestos sobre la renta", también afectan a los ingresos netos por impuestos corrientes y diferidos, mientras que el flujo de fondos generado por las operaciones se ve afectado por los impuestos sobre la renta corrientes. Las tendencias del capital circulante están asociadas principalmente a las fluctuaciones del flujo de fondos proporcionado por las operaciones, los gastos de capital y de inventario a largo plazo de acuerdo con las actividades de la Sociedad, los préstamos o reembolsos de deuda bancaria, el calendario de liquidación de las cuentas a cobrar y pagar y los impuestos sobre la renta, así como el costo asociado a la recompra de acciones y el pago de dividendos.

Para obtener más información sobre los cambios en trimestres anteriores, consulte "Resultados financieros y operativos" para obtener información detallada sobre las variaciones durante los trimestres comparativos y los MD&A anuales y provisionales de Parex publicados anteriormente.

Resultados del cuarto trimestre

Estados consolidados de ingresos globales para los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023:

(miles de $) Para el periodo de tres meses cerrado a 31 de diciembre,		2024		2023
Ventas de petróleo y gas natural[1]	$	277,824	$	370,688
Regalías		(41,094)		(63,695)
Ingresos netos por ventas		236,730		306,993
Otros ingresos por ventas[1]		2,739		3,162
Contratos de gestión del riesgo de materias primas (pérdida)		(1,160)		—
Ingresos por ventas		238,309		310,155
Gastos				
Producción		67,708		71,833
Transporte		16,877		18,621
Petróleo comprado		59		498
Gastos generales y administrativos		17,980		15,656
Deterioro de activos de inmovilizado material		78,417		59,682
Deterioro de activos de exploración y evaluación		49,424		25,648
Deterioro de inventario a largo plazo		10,000		—
Gastos de compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital		223		264
Gastos de compensación en acciones liquidadas en efectivo		5,926		7,410
Agotamiento, depreciación y amortización		53,984		57,833
Otros gastos[1]		2,208		362
Pérdidas (ganancias) por conversión de divisas		2,194		(317)
		304,920		257,490
Financieros (ingresos)[1]		(998)		(2,067)
Gastos financieros[1]		4,318		2,878
Gastos financieros netos		3,320		811
Ingresos antes de impuestos sobre la renta (pérdidas)		(69,931)		51,854
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta				
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes		(5,629)		8,855
Gasto (recuperación) por impuestos diferidos		4,749		(90,784)
		(880)		(81,929)
Ganancias (pérdidas) netas y ganancias (pérdidas) globales del periodo	$	(69,051)	$	133,783

(1) Algunas cifras comparativas se han reclasificado para ajustarse a la presentación del periodo actual, tal como se describe en la nota 2. Base de la preparación, estimaciones y juicios contables significativos de los estados financieros consolidados adjuntos y políticas contables importantes de este MD&A.

Ma MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90

Liquidez y recursos de capital

La Sociedad mantiene su compromiso de ofrecer rendimientos a los accionistas, al tiempo que invierte en sus activos para proporcionar una rentabilidad total al accionista. Normalmente, la Sociedad depende del flujo de fondos procedente de las operaciones y de su línea de crédito para satisfacer sus necesidades de capital, el pago de dividendos, la recompra de acciones y mantener la liquidez. Tras evaluar su liquidez actual, la situación del capital circulante, las necesidades previstas de capital circulante, los resultados operativos y las previsiones financieras, la Sociedad prevé que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, sus líneas de crédito y el flujo de fondos previsto procedente de las operaciones serán suficientes para respaldar el crecimiento de la Sociedad y financiar las actividades de desarrollo. Aunque la Sociedad considera razonables estas perspectivas, el efectivo y los equivalentes de efectivo disponibles están sujetos a variaciones y al riesgo asociado a las operaciones ordinarias, y no puede garantizar que se cumpla la totalidad o parte de su objetivo de liquidez, que se generen fondos internos suficientes o que se disponga de financiación externa en caso necesario.

La Sociedad puede ajustar su estructura de capital emitiendo nuevo capital o deuda y realizando ajustes en sus programas de inversiones, recompra de acciones y dividendos en la medida en que las inversiones no estén comprometidas. Actualmente, la Sociedad considera que su estructura de capital incluye los fondos propios, la línea de crédito y su capital circulante. A 31 de diciembre de 2024, los fondos propios ascendían a 1831,3 millones de dólares (1955,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023).

A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad disponía de un excedente de capital circulante de 59,4 millones de dólares [1], frente a un excedente de capital circulante de 79,0 millones de dólares [1] a 31 de diciembre de 2023. La disminución del capital circulante se debe principalmente al aumento del tiempo de inactividad en los bloques LLA-34 y Cabrestero y a la suspensión de las operaciones en la cuenca del Norte de los Llanos durante el primer trimestre de 2024, así como a la amortización de 30,0 millones de dólares de empréstitos de deuda bancaria.

A 31 de diciembre de 2024, Parex contaba con 98,0 millones de dólares de efectivo no restringido, frente a 140,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023 y 147,5 millones de dólares a 30 de septiembre de 2024. Los saldos de efectivo de la Sociedad residen principalmente en cuentas corrientes en instituciones financieras autorizadas, la mayoría de las cuales se mantienen en USD en cuentas en Canadá, Suiza y Colombia.

La línea de crédito sénior garantizada de Parex con un sindicato de tres bancos canadienses tiene una base de préstamo actual de 240,0 millones de dólares (200,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023). La línea de crédito tiene por objeto servir de medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o de cartas de crédito a medida que surjan. A 31 de diciembre de 2024, se habían dispuesto 60,0 millones de dólares (90,0 millones de dólares para 31 de diciembre de 2023) de la línea de crédito. La línea de crédito está garantizada por los activos colombianos de la Sociedad y tiene fecha de vencimiento final el 21 de mayo de 2026. La próxima revisión anual está prevista para mayo de 2025. No se espera que la próxima redeterminación de la línea de crédito afecte a las operaciones actuales o futuras de la Sociedad, reduzca las perspectivas para 2025 o modifique las previsiones de la Sociedad. Parex prevé recurrir a la línea de crédito en diversas ocasiones para gestionar las diferencias temporales asociadas a los plazos de pago a proveedores y de cobro de las ventas de petróleo. Entre los principales convenios se incluye una deuda financiada total renovable de cuatro trimestres hasta una prueba de EBITDA ajustada de 3:50.1. La Sociedad cumple todos los convenios.

Consulte la nota 26: Compromisos y contingencias de los estados financieros consolidados auditados para obtener una descripción de las garantías de cumplimiento, así como de las cartas de crédito no garantizadas.

(1) Medida de gestión del capital. Véase "Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras"

Datos de acciones en circulación

Parex está autorizada a emitir un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto sin valor nominal o a la par. A 31 de diciembre de 2024, la Sociedad tenía 98 339 036 acciones ordinarias en circulación, frente a 103 811 718 a 31 de diciembre de 2023, lo que supone una disminución del 5 %. A 4 de marzo de 2025, las acciones ordinarias en circulación se han reducido a 97 994 136 debido al NCIB de la Sociedad.

La Sociedad tiene un plan de opciones sobre acciones que prevé la emisión de opciones sobre acciones para adquirir acciones ordinarias a los directivos, ejecutivos y determinados empleados de la Sociedad, lo que da lugar a la emisión de acciones ordinarias de tesorería.

A 4 de marzo de 2025, Parex tenía los siguientes valores en circulación:

	Número	%
Acciones ordinarias	97,994,136	99
Opciones sobre acciones	758,235	1
	98,752,371	100

En la fecha de este MD&A, el total de opciones sobre acciones en circulación representa aproximadamente el 1 % del total de acciones ordinarias emitidas y en circulación.

Ma MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Obligaciones contractuales, compromisos y garantías

En el curso normal de su actividad, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán a las operaciones y la liquidez futuras de la Sociedad. Estos compromisos se refieren principalmente a acuerdos de explotación de empresas conjuntas, acuerdos de colaboración empresarial y compromisos de trabajos de exploración, incluidas actividades sísmicas y de perforación. La Sociedad tiene discreción en cuanto al calendario del gasto de capital para los compromisos de trabajo de exploración, siempre que el trabajo se complete al final de los periodos de exploración especificados en los contratos o que la Sociedad pueda negociar ampliaciones de los periodos de exploración. Los compromisos de exploración de la Sociedad se describen en el FIA de la misma, en la sección "Principales propiedades". Estas obligaciones y compromisos se tienen en cuenta al evaluar las necesidades de tesorería en el análisis de la liquidez futura.

En Colombia, la Sociedad ha otorgado garantías a los bloques de empresa conjunta ANH y Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") relacionadas con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un monto de 160,7 millones de dólares al 31 de diciembre de 2024 (141,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023). Las garantías se han proporcionado en forma de cartas de crédito a diversos plazos que proporcionan principalmente bancos latinoamericanos selectos sobre una base no garantizada. Las cartas de crédito emitidas a favor de la ANH y Ecopetrol se reducen cada cierto tiempo para reflejar el trabajo realizado en los distintos bloques.

A 31 de diciembre de 2024, la obligación total de arrendamiento era de 5,2 millones de dólares (6,5 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023), de los cuales 4,6 millones de dólares (5,7 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el plazo de arrendamiento.

En la siguiente tabla se resumen los compromisos estimados no descontados de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024:

(miles de $)	Total	<1 año	De 1 a 3 años	De 3 a 5 años	>5 años
Exploración	$ 786,275	$ 63,651	$ 155,130	$ 200,865	$ 366,629
Oficinas y alojamiento[1]	7,518	2,885	2,687	1,557	389
Desmantelamiento y obligaciones medioambientales	241,396	14,655	—	—	226,741
Total	**$ 1,035,189**	**$ 81,191**	**$ 157,817**	**$ 202,422**	**$ 593,759**

(1) Incluye las obligaciones de pago de arrendamiento mínimo asociadas a los arrendamientos de espacio de oficinas y alojamiento.

Pasivos por desmantelamiento y medioambientales

	Desmantelamiento	Medio ambiente	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2022	**$ 38,818**	**$ 14,474**	**$ 53,292**
Adiciones	9,676	1,379	11,055
Liquidación de obligaciones durante el ejercicio	(3,110)	(3,695)	(6,805)
Pérdida por liquidación de obligaciones	199	—	199
Gastos de incremento	6,098	2,603	8,701
Cambio de estimación - inflación y tasas de descuento	17,592	2,316	19,908
Cambio de estimación - costos	(1,331)	2,382	1,051
Pérdidas por conversión de divisas	3,581	4,750	8,331
Saldo, 31 de diciembre de 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Adiciones	5,398	332	5,730
Liquidación de obligaciones durante el ejercicio	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Pérdida por liquidación de obligaciones	1,593	—	1,593
Gastos de incremento	6,853	2,353	9,206
Cambio de estimación - inflación y tasas de descuento	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Cambio de estimación - costos	1,725	(8,342)	(6,617)
Conversión de divisas (ganancia)	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**68,469**	**9,206**	**77,675**
Obligación corriente	(11,709)	(2,946)	(14,655)
Obligación a largo plazo	**$ 56,760**	**$ 6,260**	**$ 63,020**

La dirección determinó el total de las obligaciones medioambientales, de desmantelamiento y restauración con base en los costos estimados para liquidar las obligaciones de impacto medioambiental contraídas y para recuperar y abandonar los pozos y sitios de pozos en función de los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones se financien con los recursos internos de la Sociedad disponibles en el momento de la liquidación.

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

El pasivo total por desmantelamiento y medio ambiente se estima con base en la propiedad neta de la Sociedad en pozos perforados a 31 de diciembre de 2024, con los costos estimados de abandono y recuperación de los pozos y sitios de pozos y el calendario estimado de los costos que se pagarán en periodos futuros. El importe total no descontado de los flujos de tesorería necesarios para liquidar el pasivo de desmantelamiento de la Sociedad es de aproximadamente 216,8 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (201,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023), y se prevé que la mayor parte de estos costos se produzcan en 2033 o después. En la valoración del pasivo se ha utilizado una tasa de descuento sin riesgo del 11,2 % y una tasa de inflación del 4,0 % (tasa de descuento sin riesgo del 9,4 % y tasa de inflación del 4,0 % para el 31 de diciembre de 2023). La tasa de descuento sin riesgo y la tasa de inflación utilizados en 2024 y 2023 se basan en las tasas previstas en Colombia.

En el pasivo por desmantelamiento se incluyen 11,7 millones de dólares (3,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023) que se clasifican como obligación corriente.

El importe total no descontado de los flujos de tesorería necesarios para liquidar el pasivo medioambiental de la Sociedad es de aproximadamente 24,6 millones de dólares a 31 de diciembre de 2024 (33,4 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023), previendose que la mayor parte de estos costos se produzcan en 2033 o más adelante en Colombia. En la valoración del pasivo se ha utilizado una tasa de descuento sin riesgo del 11,2 % y una tasa de inflación del 4,0 % (tasa de descuento sin riesgo del 9,4 % y tasa de inflación del 4,0 % para el 31 de diciembre de 2023). La tasa de descuento sin riesgo y la tasa de inflación utilizados en 2024 y 2023 se basan en las tasas previstas en Colombia.

En el pasivo medioambiental se incluyen 2,9 millones de dólares (3,0 millones de dólares a 31 de diciembre de 2023) que se clasifican como obligación corriente

Los pasivos de desmantelamiento y medioambientales se consideran estimaciones contables críticas. Existen importantes incertidumbres relacionadas con los gastos de desmantelamiento y medio ambiente, y el impacto en los estados financieros podría ser importante. El calendario y los costos finales de estos gastos podrían diferir de las estimaciones actuales. Los principales factores que pueden hacer variar los flujos de tesorería estimados en relación con los pasivos de desmantelamiento y medioambientales son:

- cambios en las leyes, la legislación y los reglamentos,
- construcción de nuevas instalaciones;
- variación del precio de las materias primas;
- cambio en la estimación de las reservas de petróleo y la consiguiente modificación de la vida de las reservas;
- los cambios tecnológicos; y
- ejecución de los pasivos de desmantelamiento y medio ambiente.

Evento posterior

El 22 de enero de 2025, la Sociedad inició un NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según lo considere conveniente hasta un máximo de 8 621 348 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. El NCIB finalizará el 21 de enero de 2026. La Sociedad también ha suscrito un plan automático de compra de acciones con un corredor para facilitar la recompra de acciones ordinarias de conformidad con el NCIB de la Sociedad. En virtud del plan de compra automática de acciones de la Sociedad, el corredor de la Sociedad puede recomprar acciones ordinarias en virtud del NCIB durante los periodos de bloqueo autoimpuestos por la Sociedad. A 28 de febrero de 2025, , la Sociedad ha recomprado aproximadamente 0,3 millones de acciones a un precio promedio de 14,30 dólares canadienses por acción, para una contraprestación total de 3,9 millones de dólares canadienses en el marco de la actual oferta normal de adquisición de acciones.

M. Margarita Mejía
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

Asesoramiento sobre declaraciones prospectivas

Determinada información relativa a Parex expuesta en este MD&A, incluidas las valoraciones de la dirección de la Sociedad sobre sus planes y operaciones futuras, contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres sustanciales conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras "planear", "esperar", "prever", "proyectar", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" u otras palabras similares, o las declaraciones de que ciertos acontecimientos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán" pretenden identificar las declaraciones prospectivas. Dichas declaraciones representan las proyecciones, estimaciones o creencias internas de la Sociedad en relación, entre otras cosas, con el crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción, los gastos futuros de capital y de otro tipo (incluidos el importe, la naturaleza y las fuentes de financiación de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y resultados de las actividades de perforación, las cuestiones medioambientales, las perspectivas y oportunidades empresariales. Estas declaraciones son solo predicciones y los acontecimientos o resultados reales pueden diferir materialmente. Aunque la dirección de la Sociedad cree que las expectativas reflejadas en las declaraciones prospectivas son razonables, no puede garantizar resultados, niveles de actividad, desempeño o logros futuros, ya que dichas expectativas están intrínsecamente sujetas a importantes incertidumbres y contingencias empresariales, económicas, competitivas, políticas y sociales. Muchos factores podrían hacer que los resultados reales de la Sociedad difieran materialmente de los expresados o implícitos en cualquier declaración prospectiva hecha por Parex o en nombre de Parex. En particular, las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A incluyen, entre otras, declaraciones relativas a:

- la estrategia operativa, los planes, las prioridades y la orientación de la Sociedad;
- La expectativa de Parex de proporcionar un retorno significativo de capital a través de dividendos, incluido su dividendo trimestral regular, y recompras de acciones, mientras invierte en los activos de la Sociedad para proporcionar un atractivo retorno total al accionista;
- Expectativas de Parex en cuanto a los niveles de endeudamiento, la gestión del riesgo de las materias primas y otras actividades de cobertura;
- Previsiones de Parex para 2025, incluido el flujo de fondos previsto procedente del beneficio neto de las operaciones, los gastos de capital, el flujo de fondos procedente de las operaciones, el flujo de fondos libres y la producción media anual,
- Expectativa de Parex de que las existencias de crudo en futuros periodos estén en línea con los niveles históricos normales,
- Gasto de producción por bep previsto por Parex para 2025;
- Parex espera que sus gastos de transporte fluctúen de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo;
- que Parex revisará de forma continua su exposición a las variaciones de las divisas;
- Análisis de sensibilidad al cambio de divisas de Parex;
- Los planes de Parex de ceder determinados bloques;
- las condiciones de la línea de crédito de la Sociedad, incluido el calendario de la próxima revisión anual y la redeterminación de la base de endeudamiento;
- el plan de la Sociedad de recurrir a la línea de crédito hasta 2025 para gestionar las diferencias temporales asociadas al calendario de pagos a proveedores y cobros por ventas de petróleo;
- la expectativa de la Sociedad de que su tesorería y equivalentes de tesorería disponibles, sus líneas de crédito y el flujo de fondos previsto procedente de las operaciones serán suficientes para respaldar el crecimiento de la Sociedad y financiar las actividades de desarrollo;
- Los compromisos no descontados estimados de Parex, incluidas las obligaciones de exploración, oficina y alojamiento, desmantelamiento y medio ambiente, así como el calendario previsto de los mismos;
- la previsión de los flujos de tesorería totales sin descontar necesarios para liquidar el costo de las obligaciones medioambientales y de desmantelamiento de la Sociedad, el calendario previsto para ello y los recursos internos de que dispone la Sociedad en el momento de la liquidación;
- riesgo de conversión de divisas y la capacidad de revertir en el futuro las pérdidas y ganancias no obtenidas por tipo de cambio;
- la estrategia de gestión de riesgos de la Sociedad y la fluctuación de los beneficios en función de los precios segmentados;
- el tipo impositivo efectivo estimado de la Sociedad para 2025;
- los planes de Parex de desplegar su inventario de materiales de larga duración en los próximos años;
- precios anticipados del Brent y el WTI;
- condiciones de ciertas obligaciones contractuales de Parex;
- el plan de Parex para supervisar y divulgar los indicadores clave relativos al impacto medioambiental de sus operaciones, y
- las declaraciones recogidas en el apartado "Políticas contables y estimaciones" del presente MD&A.

Mª MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a numerosos riesgos e incertidumbres, entre los que se incluyen: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; determinación por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y otros países en cuanto a los niveles de producción; condiciones de la industria, incluidos cambios en las leyes y reglamentos, incluida la adopción de nuevas leyes y reglamentos ambientales, y cambios en la forma en que se interpretan y hacen cumplir en Canadá y Colombia; continua volatilidad y fluctuaciones en los precios de mercado del petróleo; el impacto de caídas significativas en los precios de mercado del petróleo, competencia, falta de disponibilidad de personal calificado, los resultados de las perforaciones de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; aprobación de socios de programas de trabajo de capital y otros asuntos que requieran aprobación; imprecisión en las estimaciones de reservas, recursos e ingresos por ventas, pronósticos incorrectos sobre el potencial de producción y crecimiento de los activos de Parex; obtener las aprobaciones requeridas de las autoridades reguladoras de Canadá y Colombia, riesgos asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como riesgos nacionales asociados con la realización de actividades internacionales; fluctuaciones en las tasas de cambio o de interés, riesgos ambientales, cambios en las leyes del impuesto sobre la renta o cambios en las leyes tributarias y programas de incentivos relacionados con la industria del petróleo y el gas natural, capacidad de acceder a capital suficiente de fuentes internas y externas; riesgo de que la Sociedad no pueda obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; riesgo de no lograr los beneficios previstos asociados con las adquisiciones, incumplimiento de las contrapartes según las condiciones de sus contratos; cambios en la capacidad del oleoducto; el riesgo de que la evaluación de Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración pueda no ser coherente con sus expectativas; incumplimiento de los objetivos de producción esperados, la posibilidad de que Parex no tenga recursos financieros suficientes en el futuro para pagar una participación dividida o recomprar acciones bajo su NCIB; el riesgo de que la Junta no declare dividendos en el futuro y que no haya un crecimiento de dividendos base o que la política de dividendos de Parex cambie; el riesgo de que la estrategia de gestión de riesgos de Parex no sea un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de tesorería; el riesgo de que los gastos de capital de Parex, el crecimiento de la producción y la producción por acción puedan ser diferentes de lo previsto; el riesgo de que los gastos de capital y operativos de la Sociedad relacionados con la protección del medio ambiente puedan ser mayores de lo previsto; el riesgo de que los resultados financieros y operativos de la Sociedad, incluida su previsión para 2025, no sean coherentes con sus expectativas, el riesgo de que las estrategias ambientales de la Sociedad no tengan éxito y que la Sociedad no cumpla sustancialmente con la legislación de protección ambiental; el riesgo de que Parex no despliegue su inventario a largo plazo cuando se prevé; el riesgo de que Parex no tenga éxito en atraer y retener sucesores calificados de su director ejecutivo y otros altos directivos en caso de salida; el riesgo de que el despliegue del inventario de la Sociedad en 2025 sea mayor o menor de lo previsto, los riesgos tratados bajo "Factores de riesgo" y bajo "Pasivos por desmantelamiento y medioambientales" en este MD&A, y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Sociedad. Se advierte a los lectores que la anterior lista de factores no es exhaustiva. Para más información sobre estos y otros factores que podrían afectar a las operaciones y los resultados financieros de la Sociedad, consúltense los informes presentados ante las autoridades reguladoras del mercado de valores de Canadá, a los que puede accederse a través del sitio web SEDAR+ www.sedarplus.ca.).

Aunque las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A se basan en supuestos que la dirección considera razonables, la Sociedad no puede garantizar a los inversores que los resultados reales coincidan con dichas declaraciones prospectivas. Con respecto a las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A, Parex ha realizado supuestos relativos a, entre otras cosas, los precios actuales y futuros de las materias primas y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada, el calendario y el importe de los gastos de capital; el acceso a las zonas de operaciones de la Sociedad y la infraestructura a la luz del impacto de los disturbios comunitarios en las operaciones de la Sociedad; los tipos de cambio futuros, el precio del petróleo; el impacto de la creciente competencia; las condiciones de los mercados económicos y financieros en general, la disponibilidad de equipos de perforación y relacionados; los efectos del reglamento por parte de los organismos gubernamentales y la legislación ambiental sobre las operaciones de la Sociedad, la recuperabilidad de las reservas y las tasas de producción futuras; el calendario y el número de amortizaciones de pozos secos permitidas a efectos fiscales en Colombia; los beneficios previstos de la reestructuración corporativa voluntaria; las tasas de regalías; los costos operativos futuros, los tipos de cambio; el estado de los litigios, el calendario de perforación y finalización de pozos, que la Sociedad tenga suficiente flujo de tesorería, deuda o fuentes de capital u otros recursos financieros necesarios para financiar su capital u otros recursos financieros necesarios para financiar su capital y gastos y requisitos operativos según sea necesario, que la conducción y los resultados de las operaciones de la Sociedad sean coherentes con sus expectativas, que la Sociedad tenga la capacidad de desarrollar las propiedades de petróleo y gas de la Sociedad en la forma actualmente contemplada; las condiciones, leyes y reglamentos de la industria actuales o, cuando corresponda, propuestas, continuarán en vigor o según lo previsto como se describe en este documento, que las estimaciones de los volúmenes de reservas de la Sociedad y los supuestos relacionados con los mismos (incluidos los precios de las materias primas y los costos de desarrollo) sean precisos en todos los aspectos materiales, que la Sociedad pueda obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas, sincronización de producción en funcionamiento a partir de pozos de exploración exitosos, desempeño operativo de campos productores no operados; capacidad de oleoducto; que Parex tenga recursos financieros suficientes en el futuro para pagar un dividendo, que la Junta declare dividendos en el futuro; que Parex tenga recursos financieros suficientes para recomprar acciones bajo su NCIB; que los precios segmentados permanezcan sin cambios, etc. La capacidad de la Sociedad para llevar a cabo su plan de negocio depende principalmente del apoyo continuado de sus accionistas, del descubrimiento de reservas económicamente recuperables y de la capacidad de la Sociedad para obtener financiación o generar un flujo de tesorería suficiente para desarrollar dichas reservas.

TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Las declaraciones prospectivas y demás información contenida en este MD&A en relación con la industria del petróleo y el gas natural en los países en los que opera y las expectativas generales de la Sociedad en relación con esta industria se basan en estimaciones preparadas por la dirección utilizando datos de fuentes de la industria a disposición del público, así como de informes de recursos, estudios de mercado y análisis de la industria, y en supuestos basados en datos y conocimientos de esta industria que la Sociedad considera razonables. Sin embargo, estos datos son inherentemente imprecisos, aunque generalmente indicativos de las posiciones relativas en el mercado, las cuotas de mercado y las características de desempeño. Aunque la Sociedad no tiene conocimiento de ningún error material en relación con los datos del sector presentados en este documento, el sector del petróleo y el gas natural entraña numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeto a cambios en función de diversos factores.

La dirección ha incluido información prospectiva, así como el resumen anterior de supuestos y riesgos relacionados con la información prospectiva en este MD&A con el fin de proporcionar a los accionistas una perspectiva más completa de las operaciones actuales y futuras de la Sociedad, y dicha información puede no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Sociedad podrían diferir sustancialmente de los expresados o implícitos en estas declaraciones prospectivas y, en consecuencia, no se puede garantizar que se vaya a producir ninguno de los acontecimientos previstos en las declaraciones prospectivas o, si se produce alguno de ellos, qué beneficios obtendrá Parex. Estas declaraciones prospectivas se realizan a partir de la fecha de este MD&A y Parex rechaza cualquier intención u obligación de actualizar públicamente cualquier declaración prospectiva, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros o de otro modo, salvo lo requerido por las leyes de títulos valores aplicables.

Este MD&A contiene información que puede ser considerada una perspectiva financiera bajo las leyes de títulos valores aplicables sobre la posición financiera potencial de la Sociedad, incluidos, entre otros: Las previsiones de Parex para 2025, incluido su flujo de fondos previsto proporcionado por el beneficio neto de las operaciones, los gastos de capital, el flujo de fondos proporcionado por las operaciones y el flujo de fondos libres; Gastos de producción por bep de Parex previstos para 2025; Parex espera que sus gastos de transporte fluctúen de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo; Análisis de sensibilidad al cambio de divisas de Parex, Los compromisos no descontados estimados de Parex, incluidas las obligaciones de exploración, oficina y alojamiento y desmantelamiento y medio ambiente; y el calendario previsto de los mismos, los flujos de tesorería totales no descontados previstos necesarios para liquidar el costo de las obligaciones de desmantelamiento y medio ambiente de la Sociedad, el calendario previsto de los mismos y los recursos internos de que dispondrá la Sociedad en el momento de la liquidación, y el tipo impositivo efectivo estimado de la Sociedad para 2025, todo ello sujeto a numerosos supuestos, factores de riesgo, limitaciones y salvedades, incluidas las expuestas en los párrafos anteriores. Los resultados reales de las operaciones de la Sociedad y los resultados financieros derivados variarán con respecto a los importes expuestos en el presente MD&A y tales variaciones pueden ser importantes. Esta información se ha facilitado a título meramente ilustrativo y, con respecto a periodos futuros, se basa en presupuestos y previsiones que son especulativos y están sujetos a diversas contingencias, por lo que pueden no ser apropiados para otros fines. Por consiguiente, estas estimaciones no deben considerarse indicativas de resultados futuros Salvo que lo exija la legislación aplicable en materia de valores, la Sociedad no asume obligación alguna de actualizar dichas perspectivas financieras. Las perspectivas financieras contenidas en este MD&A se han elaborado a la fecha del mismo y se facilitan con el fin de proporcionar más información sobre las posibles operaciones comerciales futuras de la Sociedad. Se advierte a los lectores que las perspectivas financieras contenidas en este MD&A no son concluyentes y están sujetas a cambios.

Asesoramiento para la distribución

Las futuras distribuciones a los accionistas de la Sociedad, incluidos, entre otros, el pago de dividendos y la adquisición por la Sociedad de sus acciones en virtud de su NCIB, en su caso, y el nivel de las mismas son inciertos. Cualquier decisión de pagar más dividendos sobre las acciones ordinarias (incluido el importe real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago en relación con los mismos y cualquier dividendo especial) o adquirir acciones de la Sociedad estará sujeta a la discreción de la Junta Directiva de Parex y puede depender de diversos factores, incluidos, entre otros, el desempeño empresarial de la Sociedad, la situación financiera, los requisitos financieros, los planes de crecimiento, los requisitos de capital previstos y otras condiciones existentes en ese momento futuro, incluidos, entre otros, las restricciones contractuales y el cumplimiento de las pruebas de solvencia impuestas a la Sociedad en virtud de la legislación societaria aplicable Además, el importe real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta. No puede garantizarse que la Sociedad vaya a pagar dividendos o recomprar acciones de la Sociedad en el futuro.

Asesoramiento en asuntos de petróleo y gas

Este MD&A contiene una serie de indicadores de petróleo y gas, como los beneficios netos de explotación y los beneficios netos FFO. Estas mediciones de petróleo y gas han sido elaboradas por la dirección y no tienen significados normalizados ni métodos de cálculo estándar, por lo que pueden no ser comparables a mediciones similares utilizadas por otras empresas y no deben utilizarse para hacer comparaciones Sin embargo, estas medidas no son indicadores fiables de los resultados futuros de la Sociedad, y dichos resultados pueden no ser comparables a los de periodos anteriores, por lo que no debe confiarse indebidamente en ellas. La dirección utiliza estos indicadores de petróleo y gas para medir sus propios resultados y ofrecer a los tenedores de valores medidas para comparar las operaciones de la Sociedad a lo largo del tiempo. Se advierte a los lectores que la información proporcionada por estos indicadores, o la que pueda derivarse de los indicadores presentados en este MD&A, no debe tomarse como base para fines de inversión o de otro tipo.

TRADUCTORA INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90 C.C. # 36911732

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

El término "bep" designa un barril equivalente de petróleo con base en 6 mil pies cúbicos ("mcf") de gas natural por 1 bbl. El bep puede inducir a error, sobre todo si se utiliza de forma aislada. Una relación de conversión bep de 6 mcf:1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. Dado que la relación de valor basada en el precio actual del crudo en comparación con el gas natural es significativamente diferente de la equivalencia energética de 6 mcf:1 bbl, utilizar una relación de conversión de 6 mcf:1 bbl puede inducir a error como indicación de valor.

Asesoramiento sobre medidas financieras no ajustadas a los PCGA y otras medidas financieras

En este MD&A se utilizan diversas "medidas financieras no ajustadas a los PCGA", "relaciones no ajustadas a los PCGA", "medidas financieras complementarias" y "medidas de gestión del capital" (tal como se definen estos términos en NI 52-112), que se describen con más detalle a continuación. Dichas medidas no son medidas financieras normalizadas con arreglo a las NIIF y podrían no ser comparables a medidas financieras similares divulgadas por otros emisores. Se advierte a los inversores que las medidas financieras no ajustadas a los PCGA no deben interpretarse como alternativas o más significativas que las medidas ajustadas a los PCGA más directamente comparables como indicadores del desempeño de Parex.

Estas medidas facilitan a la dirección las comparaciones con los resultados de explotación históricos de la Sociedad a la hora de evaluar sus resultados y tomar decisiones estratégicas y operativas, y pueden ser utilizadas por analistas financieros y otros relacionados con el sector del petróleo y el gas natural para evaluar los resultados de la Sociedad. Además, la dirección considera que estas medidas financieras son información complementaria útil para analizar el desempeño operativo y ofrecen una indicación de los resultados generados por las principales actividades empresariales de la Sociedad.

A continuación se describen las medidas financieras, las relaciones, las medidas financieras complementarias y las medidas de gestión del capital no ajustadas a los PCGA utilizados en este MD&A.

Medidas financieras no ajustadas a los PCGA

Los gastos de capital, *son una medida financiera no ajustada a los PCGA que la Sociedad utiliza para describir sus costos de capital asociados a los gastos de petróleo y gas. La medida tiene en cuenta tanto los gastos en inmovilizado material, como los gastos en activos de exploración y evaluación, que son partidas del estado de flujos de tesorería de la Sociedad para el periodo, y se calcula del siguiente modo:*

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Gastos de inmovilizado material	$ **62,799**	$ 50,753	$ **221,250**	$ 310,933	$ 389,979
Gastos de exploración y evaluación	**19,311**	40,666	**126,445**	172,410	122,273
Gastos de capital	$ **82,110**	$ 91,419	$ **347,695**	$ 483,343	$ 512,252

	En los tres meses cerrados a					
(miles de $)	Septiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023
Gastos de inmovilizado material	$ 68,406	$ 49,214	$ 40,831	$ 93,957	$ 82,999	$ 83,224
Gastos de exploración y evaluación	13,961	48,583	44,590	62,790	38,310	30,644
Gastos de capital	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421	$ 156,747	$ 121,309	$ 113,868

El flujo de fondos libres *es una medida financiera no ajustada a los PCGA que se determina por el flujo de fondos proporcionado por las operaciones menos los gastos de capital. La Sociedad considera que el flujo de fondos libres es una medida clave ya que demuestra la capacidad de Parex para financiar retornos de capital, como el NCIB o los dividendos, sin acceder a fondos externos y se calcula de la siguiente manera:*

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Efectivo procedente de actividades de explotación	$ **67,847**	$ 194,242	$ **569,915**	$ 376,471	$ 983,602
Variación neta de activos y pasivos no monetarios	**73,354**	(865)	**52,318**	291,311	(258,712)
Flujo de fondos procedente de las operaciones	**141,201**	193,377	**622,233**	667,782	724,890
Gastos de capital	**82,110**	91,419	**347,695**	483,343	512,252
Flujo de fondos libres	$ **59,091**	$ 101,958	$ **274,538**	$ 184,439	$ 212,638

Ma MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION N. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

***El EBITDA** es una medida financiera que no se ajusta a los PCGA y que se define como los ingresos (pérdida) netos ajustados por ingresos y gastos financieros, otros gastos, gasto (recuperación) del impuesto sobre beneficios y agotamiento, depreciación y amortización.*

***El EBITDA ajustado** es una medida financiera que no se ajusta a los PCGA y que se define como el EBITDA ajustado para cargos no monetarios por deterioro, gastos (recuperaciones) por compensaciones basadas en acciones, ganancias (pérdidas) no obtenidas por tipo de cambio y ganancias (pérdidas) no obtenidas por contratos de gestión de riesgos.*

La Sociedad considera que el EBITDA y el EBITDA ajustado son medidas clave, ya que demuestran la rentabilidad de Parex antes de ingresos y gastos financieros, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización y otras partidas no monetarias. A continuación se presenta una conciliación del ingreso neto con el EBITDA y el EBITDA ajustado:

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Ingresos (pérdidas) netos	**$ (69,051)**	$ 133,783	**$ 60,680**	$ 459,309	$ 611,368
Ajustes para conciliar los ingresos (pérdidas) netos con el EBITDA					
Ingresos financieros	**(998)**	(2,067)	**(4,315)**	(14,055)	(9,015)
Gastos financieros	**4,318**	2,878	**18,408**	13,834	8,393
Otros gastos	**2,208**	362	**6,227**	2,582	1,315
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta	**(880)**	(81,929)	**248,592**	(5,070)	191,798
Agotamiento, depreciación y amortización	**53,984**	57,833	**215,770**	194,229	149,351
EBITDA	**$ (10,419)**	$ 110,860	**$ 545,362**	$ 650,829	$ 953,210
Cargos no monetarios por deterioro	**137,841**	85,330	**142,502**	142,540	103,394
Gasto por compensación en acciones	**6,149**	7,674	**1,462**	30,364	19,128
Pérdidas (ganancias) no realizadas por conversión de divisas	**2,581**	(2,312)	**29,603**	(6,453)	(9,692)
Pérdidas no realizadas en contratos de gestión de riesgos	**1,160**	—	**1,160**	—	—
EBITDA ajustado	**$ 137,312**	$ 201,552	**$ 720,089**	$ 817,280	$ 1,066,040

***El beneficio neto de explotación** es una medida financiera no ajustada a los PCGA que la Sociedad considera clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el beneficio neto de explotación como las ventas de petróleo y gas natural procedentes de la producción menos las regalías y los gastos de explotación y transporte. Para el cálculo del beneficio neto de explotación, véase "Resultados financieros y operativos - Resultados de explotación consolidados".*

Relaciones no ajustadas a los PCGA

***El beneficio neto de explotación por bep** es una relación no ajustada a los PCGA que la Sociedad considera una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el beneficio neto de explotación por bep como el beneficio neto de explotación dividido por el volumen total de ventas equivalente, incluidos los volúmenes de petróleo comprado, para el precio de venta del petróleo y el gas natural y los gastos de transporte por bep, y por el volumen total de ventas equivalente, excluidos los volúmenes de petróleo comprado, para las regalías y los gastos de explotación por bep.*

***El flujo de fondos procedente del beneficio de explotación por bep** es una relación no ajustada a los PCGA que incluye todo el efectivo generado por las actividades de explotaoón y se calcula antes de los cambios en activos y pasivos no monetarios, dividido por los volúmenes de ventas de petróleo y gas natural producidos. La Sociedad considera que el flujo de fondos proporcionado por el beneficio de explotación por bep es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relacon con los precios actuales de las materias primas.*

***El flujo de fondos básicos y diluidos proporcionado por las operaciones por acción o FFO por acción** es una relación no ajustada a los PCGA que se calcula dividiendo el flujo de fondos proporcionado por las operaciones entre el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulacion. Parex presenta el flujo de fondos básicos y diluidos proporcionado por las operaciones por acción, calculando los importes por accion utilizando el promedio ponderado de acciones en circulacón, de forma coherente con el cálculo de los beneficios por acción. La Sociedad considera que el flujo de fondos básicos y diluidos proporcionado por las operaciones por acción o FFO por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación.*

TRADUCTORA OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Medidas de gestión del capital

El flujo de fondos procedente de las operaciones *es una medida de gestión del capital que incluye todo el efectivo generado por las actividades de explotación y se calcula antes de cambios en activos y pasivos no monetarios. La Sociedad considera que el flujo de fondos generado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo. A continuación se presenta una conciliación del efectivo generado por (utilizado en) actividades de explotación con el flujo de fondos generado por las operaciones:*

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Efectivo procedente de actividades de explotación	**$ 67,847**	$ 194,242	**$ 569,915**	$ 376,471	$ 983,602
Variación neta de activos y pasivos no monetarios	**73,354**	(865)	**52,318**	291,311	(258,712)
Flujo de fondos procedente de las operaciones	**$ 141,201**	$ 193,377	**$ 622,233**	$ 667,782	$ 724,890

	En los tres meses cerrados a					
(miles de $)	Septiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023
Efectivo procedente de (utilizado en) actividades de explotación	$ 181,874	$ 222,782	$ 97,412	$ 87,568	$ (36,612)	$ 131,273
Variación neta de activos y pasivos n o monetarios	(30,101)	(41,830)	50,895	70,271	191,454	30,451
Flujo de fondos procedente de las operaciones	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307	$ 157,839	$ 154,842	$ 161,724

El superávit (déficit) de capital circulante *es una medida de gestión del capital que la Sociedad utiliza para describir su posición de liquidez y su capacidad para hacer frente a sus obligaciones a corto plazo. El superávit (déficit) de capital circulante se define como el activo circulante menos el pasivo circulante:*

	Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre		
(miles de $)	**2024**	2023	**2024**	2023	2022
Activo circulante	**$ 245,943**	$ 337,175	**$ 245,943**	$ 337,175	$ 593,602
Pasivo circulante	**186,546**	258,148	**186,546**	258,148	508,614
Excedente de capital circulante	**$ 59,397**	$ 79,027	**$ 59,397**	$ 79,027	$ 84,988

	En los tres meses cerrados a					
(miles de $)	Septiembre 2024	Junio 2024	Marzo 2024	Septiembre 2023	Junio 2023	Marzo 2023
Activo circulante	$ 248,208	$ 281,846	$ 276,113	$ 240,559	$ 322,146	$ 528,744
Pasivo circulante	210,699	247,690	220,212	298,070	325,103	499,082
Superávit (déficit) de capital circulante	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901	$ (57,511)	$ (2,957)	$ 29,662

Medidas financieras complementarias

Los **"gastos de DD&A por bep"** se componen de los gastos de DD&A, determinados con arreglo a las NIIF, divididos por la producción total de la Sociedad

Los **"dividendos pagados por acción"** se componen de los dividendos declarados, determinados con arreglo a las NIIF, divididos por el número de acciones en circulación en la fecha de registro de dividendos.

La **"tasa impositiva corriente efectiva como porcentaje del flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos"** se compone del gasto por impuesto sobre la renta corriente, determinado con arreglo a las NIIF, dividido por el flujo de fondos procedente de las operaciones antes de impuestos.

Los **"gastos G&A por bep"** se componen de los gastos generales y administrativos netos después de recuperaciones y capitalización, determinados con arreglo a las NIIF, divididos por la producción total de la Sociedad.

Los **"ingresos netos por ventas por bep"** se componen de los ingresos netos por ventas, determinados con arreglo a las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente e incluye los volúmenes de petróleo comprado.

⊡ **"precio de venta de petróleo y gas natural por bep"** se compone de las ventas totales de materias primas procedentes de la producción de petróleo y gas natural, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por los volúmenes totales de ventas de petróleo y gas natural de la Sociedad, incluidos los volúmenes de petróleo comprado.

M. Margarita De La Pava A.
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.
CC# 39 691 932

El **"diferencial de precio y gastos de transporte por bbl"** se compone del precio de venta de petróleo obtenido por bbl, tal como se define en el presente documento, menos el precio del crudo Brent para calcular el diferencial de precio, más los gastos de transporte por bbl, tal como se definen en el presente documento.

El **"gasto de producción por boe"** se compone del gasto de producción, determinado con arreglo a las NIIF, dividido por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de petróleo comprado.

El **"precio de venta de petróleo obtenido por bbl"** se compone de las ventas totales de petróleo, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por el volumen total de ventas de petróleo equivalente de la Sociedad, incluidos los volúmenes de petróleo comprado

El **"precio obtenido del gas natural por mcf"** se compone de las ventas de materias primas de gas natural procedentes de la producción, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por los volúmenes de ventas de gas natural de la Sociedad.

Las **"regalías por boe"** se componen de las regalías, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de petróleo comprado

Las **"regalías como porcentaje de las ventas"** se componen de las regalías, determinadas con arreglo a las NIIF, divididas por las ventas equivalentes totales de la producción, excluidos los volúmenes de petróleo comprado, determinados con arreglo a las NIIF

El **"gasto de transporte por bbl"** se compone del gasto de transporte, determinado con arreglo a las NIIF, dividido por el volumen total de ventas de petróleo equivalente de la Sociedad, incluidos los volúmenes de petróleo comprado

El **"gasto de transporte por boe"** se compone del gasto de transporte, determinado con arreglo a las NIIF, dividido por los volúmenes de ventas equivalentes totales, incluidos los volúmenes de petróleo comprado.

Iniciativas medioambientales que afectan a Parex

En Colombia existe actualmente una normativa incipiente que obliga a las empresas a controlar y notificar específicamente las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI"). Aunque en la actualidad no existe ningún reglamento aplicable relacionado con el cambio climático o las emisiones de GEI en Colombia, Parex cuenta con un plan para supervisar y divulgar las métricas clave en torno al impacto ambiental de las operaciones de Parex. El reglamento del cambio climático tiene el potencial de afectar significativamente al entorno normativo de la industria del petróleo crudo y el gas natural en Colombia. Dichas normativas imponen ciertos costos y riesgos a la industria, y sigue existiendo cierta incertidumbre con respecto al impacto del cambio climático y las leyes y normativas medioambientales sobre Parex, ya que Parex no puede predecir la legislación adicional o las enmiendas que el gobierno colombiano pueda promulgar en el futuro. Cualquier nueva ley o reglamento, o cualquier requisito adicional a las leyes y reglamentos existentes, podría tener un impacto material en las operaciones y el flujo de tesorería de la Sociedad.

A 31 de diciembre de 2022, Colombia ha ratificado el Acuerdo Regional sobre Acceso a la Información, Participación Pública y Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe (el "Acuerdo de Escazú"). La Sociedad no puede predecir con certeza en este momento las repercusiones que la aplicación del Acuerdo de Escazu puede tener en la Sociedad, ya que aún no se dispone de detalles sobre la forma en que se llevará a cabo su aplicación en los países que lo han ratificado. Sin embargo, se prevé que el Acuerdo de Escazú aumente la participación de las comunidades y la demanda de acceso a la información, lo que podría afectar los procesos de obtención de licencias, permisos y autorizaciones ambientales aplicables a la Sociedad, podría resultar en la incurrencia de costos adicionales no anticipados y podría crear fricciones con las comunidades, entre otros riesgos.

MA. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA - INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.
CC# 39.691.452

Entorno y riesgos empresariales

Parex está expuesta a una serie de riesgos en la persecución de sus objetivos estratégicos, incluidos, entre otros, los riesgos operativos, financieros, competitivos, políticos y medioambientales. Algunos de estos riesgos afectan a la industria del petróleo y el gas en su conjunto y otros son exclusivos de las operaciones de la Sociedad. Como participante en la industria del petróleo y el gas natural, Parex está expuesta a riesgos tales como el fracaso de las actividades de exploracion y explotación, la incapacidad de encontrar nuevas reservas que sean comercial y económicamente viables, la estimación de las cantidades de reservas recuperables, la producción de petróleo y gas en cantidades comerciales, la comercialibilidad del petróleo y el gas producidos, las fluctuaciones de los precios de las materias primas, la volatilidad del mercado de valores, el servicio de la deuda, que puede limitar el calendario o el importe de los dividendos, así como el precio de mercado de las acciones, los riesgos financieros y de liquidez y los riesgos medioambientales y de seguridad.

La Sociedad trabaja para mitigar estos riesgos mediante la contratación de profesionales altamente calificados que han demostrado su capacidad para generar perspectivas geológicas y geofísicas propias de alta calidad. Parex ha contratado a consultores petroleros independientes que ayudan a la Sociedad a evaluar las cantidades recuperables de reservas de petróleo y gas. Los valores de las reservas recuperables se basan en una serie de factores variables y supuestos, como los precios de las materias primas, las previsiones de producción y los costos futuros de desarrollo. Dichas estimaciones variarán con respecto a los resultados reales y tales variaciones pueden ser importantes.

La Sociedad mitiga su riesgo relacionado con la producción de hidrocarburos mediante la utilización de la tecnología y los sistemas de información actuales. Además, Parex opera la mayoría de sus propiedades y, por lo tanto, tiene un control significativo sobre el calendario, la dirección y los costos relacionados con los compromisos de exploración y las oportunidades de desarrollo. Cuando la Sociedad no opera, depende de sus socios en empresas conjuntas para mantener el control operativo

Parex está expuesta al riesgo de mercado en la medida en que exista demanda de petróleo y gas producidos por la Sociedad. Factores externos que escapan al control de la Sociedad pueden afectar a la comercialibilidad del petróleo y el gas producidos. Estos factores incluyen los precios de las materias primas y las variaciones de los tipos de cambio de las divisas que, a su vez, responden a circunstancias económicas y políticas en todo el mundo. Los precios del petróleo y del gas natural se ven afectados por los fundamentos de la oferta y la demanda mundiales. Parex utiliza contratos de derivados para mitigar su exposición a los posibles efectos adversos de la volatilidad de los precios de las materias primasy de los tipos de cambio.

La exploración y producción de petróleo y gas requieren mucho capital. Además del flujo de fondos, Parex utiliza financiación bancaria para respaldar las inversiones de capital en curso, lo que expone a la Sociedad a las fluctuaciones de los tipos de interés de su deuda bancaria. El flujo de fondos también fluctúa con la evolución de los precios de las materias primas. El capital social y la deuda están sujetos a las condiciones del mercado, y la disponibilidad y el costo pueden aumentar o disminuir de vez en cuando.

El impacto de cualquier riesgo o de una combinación de riesgos puede afectar negativamente, entre otras cosas, al negocio, la reputación, la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de tesorería de Parex, lo que puede reducir o restringir su capacidad para perseguir sus prioridades estratégicas, responder a los cambios en el entorno operativo y cumplir los compromisos y obligaciones, y puede afectar materialmente al precio de mercado de los valores de la Sociedad

Encontrará información adicional sobre los factores de riesgo en la sección *"Factores de riesgo"* del Formulario de Información Anual ("FIA"), cuyas secciones se incorporan por referencia al presente MD&A. El FIA está disponible en el perfil SEDAR+ de la Sociedad en www.sedarplus.ca

Controles internos sobre los informes financieros

Los controles y procedimientos de divulgación ("DC&P"), tal y como se definen en el Instrumento Nacional 52-109 *Certificación de la divulgación en las presentaciones anuales y provisionales de los emisores*, están diseñados para proporcionar una garantía razonable de que la información que debe divulgarse en las presentaciones anuales, presentaciones provisionales u otros informes presentados o remitidos por la Sociedad en virtud de la legislación sobre valores se registra, procesa, resume y comunica dentro de los plazos especificados en la legislación sobre valores, e incluyen controles y procedimientos diseñados para garantizar que la información que la Sociedad debe divulgar en sus presentaciones anuales, presentaciones provisionales u otros informes presentados o remitidos en virtud de la legislación sobre valores se acumula y comunica a la dirección de la Sociedad, incluidos el Director Ejecutivo y el Director Financiero, según proceda, para permitir la toma de decisiones oportunas en relación con la divulgación requerida. El Director Ejecutivo y el Director Financiero de Parex evaluaron la eficacia del diseño y el funcionamiento del DC&P de la Sociedad. Con base en dicha evaluación, el Director Ejecutivo y el Director Financiero concluyeron que el DC&P de Parex tenía vigencia a 31 de diciembre de 2024. El control interno sobre la información financiera ("ICFR"), tal y como se define en el Instrumento Nacional 52-109, incluye las políticas y procedimientos que:

1) Pertenecan al mantenimiento de registros que, con un detalle razonable, reflejan de forma precisa y justa las transacciones y disposiciones de los activos de Parex;
2) Están diseñados para proporcionar una garantía razonable de que las transacciones se registran de la forma necesaria para permitir la preparación de los estados financieros con arreglo a los principios contables generalmente aceptados y que los ingresos y gastos de Parex se realizan de acuerdo con las autorizaciones de la dirección y de los directivos de Parex, y
3) Están diseñados para ofrecer garantías razonables sobre la prevención o detección oportuna de adquisiciones, usos o eliminación no autorizados de los activos de la Sociedad que pudieran tener un efecto material sobre los estados financieros anuales o los informes financieros provisionales.

M. Margarita De La Pava A.
M. [illegible] DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

El Director Ejecutivo y el Director Financiero son responsables de establecer y mantener el ICFR para Parex. En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2024, han diseñado el ICFR, o han hecho que se diseñe bajo su supervisión, para ofrecer una garantía razonable sobre la fiabilidad de la información financiera y la elaboración de estados financieros con fines externos de conformidad con las NIIF. El marco de control que los directivos de Parex han utilizado para diseñar el ICRF de la Sociedad es el Control interno - Marco Integrado ("Marco COSO") de 2013 publicado por The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Bajo la supervisión del Director Ejecutivo y del Director Financiero, Parex llevó a cabo una evaluación de la eficacia del ICFR de la Sociedad a 31 de diciembre de 2024 basada en el Marco COSO. Con base en esta evaluación, los responsables concluyeron que, a 31 de diciembre de 2024, Parex mantenía un ICFR eficaz. Cabe señalar que, si bien los directivos de Parex consideran que los controles de la Sociedad ofrecen un nivel razonable de garantía en cuanto a su eficacia, no esperan que el DC&P y el ICFR eviten todos los errores y fraudes. Un sistema de control, por muy bien concebido o gestionado que esté, solo puede ofrecer una garantía razonable, pero no absoluta, de que se cumplen los objetivos del sistema de control.

No hubo cambios en el ICFR de Parex durante el año cerrado a 31 de diciembre de 2024 que afectaran materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente, el ICFR de la Sociedad

Compromisos extracontables

Durante los doce meses cerrados a 31 de diciembre de 2024, la Sociedad no suscribió ningún acuerdo extracontable distinto de las garantías normales suscritas en forma de cartas de crédito para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus bloques. Para mas información, véase la sección "Obligaciones contractuales, compromisos y garantías" y la nota 26: Compromisos y contingencias de los estados financieros consolidados auditados.

Instrumentos financieros y otros instrumentos

Los instrumentos financieros no derivados de la Sociedad reconocidos en el balance consolidado consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas a cobrar, cuentas a pagar y pasivos devengados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor contable debido a su vencimiento a corto plazo.

Transacciones con partes vinculadas

Compensación del personal directivo clave

La compensación del personal directivo clave, incluidos los directivos, es la siguiente:

		2024		2023
Sueldos, honorarios de directivos y otras prestaciones	$	4,356	$	5,448
Compensación en acciones liquidadas mediante instrumentos de capital		478		637
Compensación en acciones liquidadas en efectivo		5,846		5,841
	$	10,680	$	11,926

Otras transacciones con partes vinculadas

La Sociedad no ha realizado operaciones vinculadas con entidades ajenas al grupo consolidado durante los ejercicios cerrados a 31 de diciembre de 2024 y 2023.

Principales políticas contables

En la nota 3: Resumen de las principales políticas contables de los estados financieros consolidados auditados aparece un resumen de las principales políticas contables aplicadas por la Sociedad.

Cambio de presentación

Las partidas de ingresos por ventas y gastos de periodos anteriores se reclasificaron para adaptarlas a la presentación del periodo actual.

Los ingresos por transporte por oleoducto, que antes se incluían en Ventas de petróleo y gas natural, se incluyeron en Otros ingresos por ventas:

TRADUCTORA - INTÉRPRETE OFICIAL INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.

TRADUCCIÓN OFICIAL N.° 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2023		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Ventas de petróleo y gas natural, según presentación anterior	$	373,643	$	1,414,552
Reclasificación a Otros ingresos por ventas		(2,955)		(5,849)
Ventas de petróleo y gas natural, tal como se presentan actualmente	**$**	**370,688**	**$**	**1,408,703**

Los ingresos por ventas relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructuras, que antes se incluían en Ingresos financieros, se incluyeron en Otros ingresos por ventas:

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2023		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Ingresos financieros, según presentación anterior	$	2,274	$	14,520
Reclasificación a Otros ingresos por ventas		(207)		(465)
Ingresos financieros, tal como se presentan actualmente	**$**	**2,067**	**$**	**14,055**

Las pérdidas (ganancias) por liquidación de provisiones, las pérdidas (ganancias) por enajenación de activos materiales y otros impuestos municipales, que antes se incluían en gastos financieros, se incluyeron en otros gastos:

Estados consolidados de ingresos globales (no auditados)		Para los tres meses cerrados a 31 de diciembre de 2023		Para el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023
Gastos financieros, según presentación anterior	$	3,240	$	16,416
Reclasificación a otros gastos		(362)		(2,582)
Gastos financieros, tal como se presentan actualmente	**$**	**2,878**	**$**	**13,834**

Estimaciones contables significativas

La preparación de los estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF requiere que la dirección realice importantes juicios, supuestos y estimaciones que afectan a los resultados financieros de la Sociedad. A continuación se describen las políticas y prácticas contables que implican el uso de estimaciones que la Sociedad considera críticas para determinar los resultados financieros de Parex.

Reservas de petróleo y gas natural

La Sociedad contrata a evaluadores de reservas independientes y calificados para que evalúen las reservas probadas y probables de petróleo y gas natural de la Sociedad. A 31 de diciembre de 2024, y en periodos anteriores, las reservas de Parex fueron evaluadas por GLJ Ltd., que es una empresa de evaluadores de reservas independientes y calificados. La evaluación se llevó a cabo de conformidad con el manual COGE y la norma NI 51-101. El Comité de Operaciones y Reservas de la Junta Directiva de la Sociedad está compuesto por consejeros independientes cuyo mandato es dirigir el proceso de evaluación de las reservas.

La estimación de las reservas implica un ejercicio de juicio. Las previsiones se basan en datos de ingeniería, tasas de producción previstas y calendario de los futuros gastos de capital, todo lo cual está sujeto a importantes incertidumbres e interpretaciones. La Sociedad espera que con el tiempo sus estimaciones de reservas se revisen al alza o a la baja en función de la información actualizada, como los resultados de futuras perforaciones, pruebas y niveles de producción. Las estimaciones de reservas pueden tener un impacto significativo en los ingresos netos, ya que son un componente clave en el cálculo del DD&A y para determinar la posible pérdida de valor de los activos. Una revisión a la baja de las estimaciones de reservas o un aumento de los costos estimados de desarrollo futuro podría dar lugar al reconocimiento de un mayor cargo por DD&A en el ingreso neto.

Los activos de petróleo y gas natural (costos de desarrollo y producción) se agrupan en UGE en función de su capacidad para generar flujos de tesorería en gran medida independientes. Si el valor contable de la UGE es superior a su importe recuperable, la UGE se amortiza y la pérdida de valor se reconoce en los ingresos netos. El importe recuperable de un activo o UGE es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor de uso. El valor razonable menos los costos de venta puede determinarse utilizando los flujos de tesorería netos futuros descontados de las reservas probadas más reservas probables utilizando los precios y costos previstos. Una revisión a la baja de las estimaciones de reservas podría dar lugar al reconocimiento de pérdida de valor con cargo al ingreso neto.

Las reversiones de las pérdidas de valor se reconocen cuando se ha producido un aumento posterior del importe recuperable. En este caso, el importe en libros del activo o UGE se incrementa hasta su importe recuperable revisado, reconociéndose la reversión de la pérdida de valor en el ingreso neto.

JESUS GOMEZ NOTARIO PUBLICO
Ma. MARGARITA DE LA PAVA A. TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL INGLES - ESPAÑOL - INGLES RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

Pasivos por desmantelamiento y medioambientales

La Sociedad está obligada a reconocer un pasivo por futuros costos de desmantelamiento, clausura, medio ambiente, abandono y rehabilitación del sitio asociados a las propiedades de petróleo y gas natural de la Sociedad, de conformidad con las leyes, contratos u otras políticas vigentes. El valor razonable del pasivo estimado por desmantelamiento y medio ambiente se registra como pasivo a largo plazo, con el correspondiente aumento del valor contable del activo de larga duración relacionado, que se agota por unidades de producción a lo largo de la vida de las reservas. El pasivo se ajusta en cada ejercicio para reflejar el paso del tiempo, con cargo a los ingresos netos, y las revisiones de los flujos de tesorería futuros estimados. Los costos reales incurridos al liquidar las obligaciones se imputan al pasivo

Los pasivos por desmantelamiento y medioambientales se determinan utilizando la mejor estimación de costos de la dirección, teniendo en cuenta el método previsto y el alcance de la restauración en consonancia con los requisitos legales, los avances tecnológicos, las prácticas de la industria y el posible uso del sitio. Dado que estas estimaciones son específicas de cada sitio, hay muchos supuestos individuales que subyacen a la responsabilidad total de desmantelamiento y medio ambiente de la Sociedad. Estos supuestos individuales pueden estar sujetos a cambios en función de la experiencia. Las tecnologías y los costos de restauración cambian constantemente, al igual que las consideraciones normativas, políticas, medioambientales, de seguridad y de relaciones públicas. La Sociedad calcula los futuros costos de desmantelamiento y medio ambiente con base en estimaciones actuales ajustadas a la inflación. Esta estimación de la inflación también está sujeta a la incertidumbre de la dirección.

Impuestos corrientes y diferidos

La Sociedad sigue el método contable del pasivo para los impuestos sobre la renta. Con arreglo a este método, los activos y pasivos fiscales futuros se determinan en función de las diferencias entre la información financiera y la base fiscal de los activos y pasivos, y se valoran utilizando los tipos impositivos y las leyes promulgadas que estarán en vigor cuando se espere que reviertan las diferencias. El efecto de un cambio en los tipos del impuesto sobre la renta sobre los pasivos y activos por impuestos diferidos se reconoce en los ingresos netos en el periodo en que se produce el cambio. Los activos por impuestos diferidos solo se reconocen en la medida en que sea probable que se disponga de suficientes ingresos imponibles futuros en la jurisdicción aplicable para permitir la realización de los activos por impuestos diferidos.

La determinación de los ingresos de la Sociedad y otros pasivos fiscales requiere la interpretación de leyes y reglamentos complejos de múltiples jurisdicciones. Las tarifas también se ven afectadas por los cambios legislativos. Todas las declaraciones fiscales están sujetas a auditoría y a una posible reevaluación transcurrido un tiempo considerable. Por consiguiente, la deuda tributaria real puede diferir significativamente de la estimada y registrada en los estados financieros. Las estimaciones del impuesto sobre la renta corriente para periodos intermedios también están sujetas a una incertidumbre adicional. Diversos factores no pueden conocerse hasta el final del ejercicio, por lo que se utilizan estimaciones para las provisiones de impuestos corrientes de los periodos provisionales.

Compensación en acciones

La Sociedad contabiliza los gastos de compensación en acciones utilizando el método del valor razonable. El valor razonable de una opción se calcula en la fecha de concesión y se contabiliza como gasto a lo largo del periodo de devengo de la opción. La Sociedad registra la compensación acumulada basada en opciones sobre acciones como excedente aportado. Cuando se ejercen las opciones, el superávit contribuido se reduce y el capital social se incrementa por el importe de la compensación basada en acciones acumulada por la opción ejercida. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de opciones sobre acciones se abona al capital social. La determinación del gasto por remuneración basada en acciones se basa en supuestos relativos a la volatilidad de las acciones, los tipos de interés sin riesgo y la vida prevista de las opciones. Estos supuestos, por su propia naturaleza, están sujetos a incertidumbre de medición.

El valor razonable de CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU se calcula utilizando el precio de mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión, y se contabiliza como gasto a lo largo del periodo de devengo de CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneración en el periodo de caducidad.

Las CosPSU y las LDPSU pueden concederse con determinadas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según determine la Junta Directiva de la Sociedad. En función de la consecución de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2 veces a las CosPSU y LDPSU susceptibles de devengo al final del periodo de desempeño. El gasto reconocido a lo largo del periodo de devengo de las CosPSU y LDPSU es el valor razonable de las CosPSU y LDPSU con un factor de ajuste estimado.

El valor razonable de las CRSU se calcula utilizando el precio de mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión y se contabiliza como gasto a lo largo del periodo de devengo de las CRSU. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las CRSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneracion en el periodo de caducidad.

El valor razonable de una DSU se calcula utilizando el precio medio ponderado de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Sociedad durante el periodo inmediatamente anterior a la fecha de emisión y se contabiliza como gasto inmediatamente. De acuerdo con el método del valor razonable, los aumentos o disminuciones del valor razonable de las DSU dan lugar a un cambio correspondiente en el pasivo registrado. La compensación devengada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de remuneración en el periodo de caducidad.

TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90.

Fondo de comercio

El fondo de comercio representa el exceso del precio de compra sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos y se evalúa a 31 de diciembre de cada año para determinar si ha perdido valor. Para comprobar la pérdida del valor, el fondo de comercio se asigna a cada una de las UGE de la Sociedad, o grupos de UGE, que se espera que se beneficien de la adquisición y se comprueba según se describe en la política de pérdida de valor de la Sociedad. El importe recuperable de un activo o una UGE es el mayor entre su valor de uso y su valor razonable menos los costos de eliminación ("FVLCD").

El valor de uso se determina estimando el valor actual de los flujos de tesorería netos futuros que se espera se deriven del uso continuado del activo o UGE. El FVLCD se basa en la información de mercado disponible, cuando procede. En ausencia de dicha información, el FVLCD se determina utilizando los flujos de tesorería netos futuros descontados de las reservas probadas más probables utilizando los precios y costos previstos. Una revisión a la baja de las estimaciones de reservas podría dar lugar al reconocimiento de un cargo por pérdida de valor del fondo de comercio en los beneficios netos.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos y están sujetos a cambios a medida que se dispone de nueva información, incluida información sobre futuros precios de las materias primas, volúmenes de producción previstos, cantidad de reservas y tasas de descuento, así como futuros costos de desarrollo y explotación. Los cambios en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable podrían afectar al valor contable de los activos y UGE relacionados.

Pasivos derivados

Los contratos de gestión de riesgos se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se suscribe un contrato de derivados y se vuelven a valorar a su valor razonable en cada fecha de presentación de información posterior. El valor razonable del contrato de gestión de riesgos en el momento del reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Con posterioridad al reconocimiento inicial, el valor razonable se basa en el precio de cotización de mercado cuando está disponible en mercados activos; de lo contrario, los valores razonables se estiman sobre la base de los precios de mercado en la fecha de presentación de informes para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

Cuestiones jurídicas, medioambientales y otros asuntos contingentes

En relación con estos asuntos, la Sociedad debe determinar tanto si es probable que se produzca una pérdida, con base en juicios e interpretaciones de leyes y reglamentos, como si dicha pérdida puede estimarse razonablemente. Cuando se determina una pérdida de este tipo, se imputa al ingreso neto. La dirección supervisa continuamente los asuntos contingentes conocidos y potenciales y hace las provisiones apropiadas con cargo a los ingresos netos cuando las circunstancias lo justifican.

Ma. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTERPRETE OFICIAL
INGLES - ESPAÑOL - INGLES
RESOLUCION No. 359 MARZO 1 DEL 90

TRADUCCIÓN OFICIAL N.º 26266 al español de un documento escrito originalmente en inglés, efectuada el día 24 de MARZO del año 2025, por María Margarita De La Pava Arellano, traductora e intérprete oficial por Resolución No. 359 del 1 de marzo del año 1990 del Ministerio de Justicia.

DIRECTIVOS

Wayne Foo
Presidente de la Junta Directiva

Robert Engbloom

Lynn Azar

Lisa Colnett

Sigmund Cornelius

G.R. (Bob) MacDougall

Glenn McNamara
Director principal

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

DIRECTORES Y ALTOS EJECUTIVOS

Imad Mohsen
Presidente y Director Ejecutivo

Daniel Ferreiro
Presidente y Director Nacional, Parex Resources Colombia

Cameron Grainger
Director Financiero

Eric Furlan
Director de Operaciones

Mike Kruchten
Vicepresidente Sénior de Mercados de Capitales y Planificación Corporativa

Joshua Shara
Vicepresidente Sénior de Servicios Corporativos

Katie Bernard
Vicepresidente de Nuevas Empresas

SEDE CENTRAL

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue S.W.,
Calgary, Alberta, Canadá T2P 1G1

Tel.: 403-265-4800
Fax 403-265-8216

OFICINAS OPERATIVAS

Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A,
Bogotá, Colombia

Tel.: 571-629-1716
Fax: 571-629-1786

AUDITORES

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

DIRECTOR JURÍDICO

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

AGENTE DE TRANSFERENCIAS Y REGISTRADOR

Computershare Trust Company of Canada
Calgary, Alberta

EVALUADORES DE RESERVAS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

RELACIONES CON LOS INVERSIONISTAS

Mike Kruchten
Vicepresidente Sénior de Mercados de Capitales y Planificación Corporativa

Tel.: 403-517-1733

Steven Eirich
Asesor de Relaciones y Comunicaciones con Inversionistas

Tel.: 587-293-3286

Correo electrónico
investor.relations@parexresources.com

Sitio web: www.parexresources.com

ABREVIATURAS

Líquidos de petróleo y gas natural	
bbl	barril(es)
mbbl	mil barriles
bbl/d	barriles de petróleo al día
BEP o bep	barril equivalente de petróleo, utilizando el factor de conversión de 6 mcf: 1 bbl
bep/d	barriles equivalentes de petróleo al día
mcf	mil pies cúbicos
mcf/d	miles de pies cubicos por día
Otros	
WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
km	Kilómetros
FFO	Flujo de fondos procedente de las operaciones

"BEP" puede inducir a error, sobre todo si se utiliza de forma aislada. Una relación de conversión de BEP de seis mil pies cúbicos de gas natural por un barril equivalente de petróleo (6 mcf: 1 bbl) se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo.

M. Margarita De La Pava A.
Mg. MARGARITA DE LA PAVA A.
TRADUCTORA E INTÉRPRETE OFICIAL
INGLÉS - ESPAÑOL - INGLÉS
RESOLUCIÓN No. 359 MARZO 1 DEL 90.
CC# 39.691.038


Notaría Única
del Círculo de Cajicá (Cund.)
DILIGENCIA DE FIRMA REGISTRADA
En la Notaría Única del Círculo de Cajicá (Cund.), se cotejo la firma que aparece en el presente documento, la cual corresponde a:
DE LA PAVA ARELLANO MARIA MARGARITA
con C.C. 39891752
que se encuentra registrada en este despacho.
Cajicá, 2025-03-25 08:11:32
Cod. verificación:
NW03
JESUS MARTIN GOMEZ BERNAL
NOTARIO (E) UNICO DE CAJICÁ
RESOLUCION 113 DEL 20 DE MARZO 2025


NOTARIA UNICA DE CAJICA CUND.
SEGÚN EL ART 3o DE LA RESOLUCIÓN 6467 DE
2015 DE LA SUPERNOTARIADO, LA PRESEN
AUTENTICACIÓ S SE REALIZARÁ POR EL SIS
TRADICIONAL DORICO A:
1- IMPOSIB RA EN LA HUELLA
2- DIGI O
3-
4-
5-
D
6- SI
7-
8- POR M
9- POR FIRM
NOTARIO ENCARGADO


JESUS MARTIN
GOMEZ BERNAL
NOTARIO ENCARGADO
NUC
NOTARIA UNICA DEL CIRCULO DE CAJICA CUND.



MANAGEMENT'S REPORT

Management is responsible for the reliability and integrity of the consolidated financial statements, the notes to the consolidated financial statements, and other financial information presented elsewhere in this annual report.

The consolidated financial statements were prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board (IFRS Accounting Standards). Since a precise determination of many assets and liabilities is dependent on future events, the timely preparation of financial statements requires that management make estimates and assumptions and use judgment. When alternative accounting methods exist, management has chosen those that it deems most appropriate in the circumstances.

PricewaterhouseCoopers LLP were appointed by the Company's shareholders to express an audit opinion on the consolidated financial statements. Their examination included such tests and procedures as they considered necessary to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements are free from material misstatement.

The Board of Directors is responsible for overseeing that management fulfills its responsibilities for financial reporting and internal control. The Board exercises this responsibility through the Finance & Audit Committee. The Finance & Audit Committee recommends appointment of the external auditors to the Board, evaluates their independence and approves their fees. The Finance & Audit Committee meets regularly with management and the external auditors to oversee that management's responsibilities are properly discharged, to review the consolidated financial statements and recommend that the consolidated financial statements be presented to the Board for approval. The external auditors have full and unrestricted access to the Finance & Audit Committee to discuss their audit and their findings.

"signed"	"signed"
Imad Mohsen	Cameron Grainger
President and Chief Executive Officer	Chief Financial Officer

March 3, 2026

Independent auditor's report

To the Shareholders of Parex Resources Inc.

Our opinion

In our opinion, the accompanying consolidated financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of Parex Resources Inc. and its subsidiaries (together, the Company) as at December 31, 2025 and 2024, and its financial performance and its cash flows for the years then ended in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board (IFRS Accounting Standards).

What we have audited

The Company's consolidated financial statements comprise:

- the consolidated balance sheets as at December 31, 2025 and 2024;
- the consolidated statements of comprehensive income for the years then ended;
- the consolidated statements of changes in equity for the years then ended;
- the consolidated statements of cash flows for the years then ended; and
- the notes to the consolidated financial statements, comprising material accounting policy information and other explanatory information.

Basis for opinion

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Our responsibilities under those standards are further described in the *Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements* section of our report.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion.

Independence

We are independent of the Company in accordance with the ethical requirements that are relevant to our audit of the consolidated financial statements in Canada. We have fulfilled our other ethical responsibilities in accordance with these requirements.

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 2900
Calgary, Alberta, Canada T2P 5L3
T.: +1 403 509 7500, F.: +1 403 781 1825
Fax to mail: ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" refers to PricewaterhouseCoopers LLP, an Ontario limited liability partnership.

Key audit matters

Key audit matters are those matters that, in our professional judgment, were of most significance in our audit of the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2025. These matters were addressed in the context of our audit of the consolidated financial statements as a whole, and in forming our opinion thereon, and we do not provide a separate opinion on these matters.

Key audit matter	How our audit addressed the key audit matter
Impact of oil and natural gas reserves on net property, plant and equipment (PP&E) Refer to note 2 – Basis of preparation, significant accounting estimates and judgments, note 3 – Summary of material accounting policies, and note 9 – Property, plant and equipment to the consolidated financial statements. The Company had $1,500.2 million of net PP&E as at December 31, 2025. Depletion, depreciation and amortization (DD&A) expense was $200.4 million for the year then ended. PP&E within each cash generating unit (CGU) is depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated forecast costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. The proved plus probable reserves are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators (management's experts). Key assumptions used by management to determine the proved plus probable reserves include production forecasts, future commodity prices, future development and future production costs. We considered this a key audit matter due to (i) the judgments made by management, including the use of management's experts, when estimating the proved plus probable reserves; and (ii) a high degree of auditor judgment, subjectivity and effort in performing procedures relating to the assumptions.	Our approach to addressing the matter included the following procedures, among others: • Tested how management determined the proved plus probable reserves used to determine the DD&A expense which included the following: – The work of management's experts was used in performing the procedures to evaluate the reasonableness of the proved plus probable reserves. As a basis for using this work, the competence, capabilities and objectivity of management's experts was evaluated, the work performed was understood and the appropriateness of the work as audit evidence was evaluated. The procedures performed also included evaluation of the methods and assumptions used by management's experts, tests of the data used by management's experts and evaluation of their findings for certain properties. – Evaluated the reasonableness of assumptions used, including production forecasts, future development costs, and future production costs by considering current and past performance of the Company and whether those assumptions were consistent with evidence obtained in other areas of the audit for certain properties, as applicable. – Evaluated the reasonableness of future commodity price estimates by comparing those forecasts with third party industry forecasts. • Recalculated the unit-of-production rates used to calculate the DD&A expense.

Other information

Management is responsible for the other information. The other information comprises the Management's Discussion and Analysis.

Our opinion on the consolidated financial statements does not cover the other information and we do not express any form of assurance conclusion thereon.

In connection with our audit of the consolidated financial statements, our responsibility is to read the other information identified above and, in doing so, consider whether the other information is materially inconsistent with the consolidated financial statements or our knowledge obtained in the audit, or otherwise appears to be materially misstated.

If, based on the work we have performed, we conclude that there is a material misstatement of this other information, we are required to report that fact. We have nothing to report in this regard.

Responsibilities of management and those charged with governance for the consolidated financial statements

Management is responsible for the preparation and fair presentation of the consolidated financial statements in accordance with IFRS Accounting Standards, and for such internal control as management determines is necessary to enable the preparation of consolidated financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

In preparing the consolidated financial statements, management is responsible for assessing the Company's ability to continue as a going concern, disclosing, as applicable, matters related to going concern and using the going concern basis of accounting unless management either intends to liquidate the Company or to cease operations, or has no realistic alternative but to do so.

Those charged with governance are responsible for overseeing the Company's financial reporting process.

Auditor's responsibilities for the audit of the consolidated financial statements

Our objectives are to obtain reasonable assurance about whether the consolidated financial statements as a whole are free from material misstatement, whether due to fraud or error, and to issue an auditor's report that includes our opinion. Reasonable assurance is a high level of assurance, but is not a guarantee that an audit conducted in accordance with Canadian generally accepted auditing standards will always detect a material misstatement when it exists. Misstatements can arise from fraud or error and are considered material if, individually or in the aggregate, they could reasonably be expected to influence the economic decisions of users taken on the basis of these consolidated financial statements.

As part of an audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards, we exercise professional judgment and maintain professional skepticism throughout the audit. We also:

- Identify and assess the risks of material misstatement of the consolidated financial statements, whether due to fraud or error, design and perform audit procedures responsive to those risks, and obtain audit evidence that is sufficient and appropriate to provide a basis for our opinion. The risk of not detecting a material misstatement resulting from fraud is higher than for one resulting from error, as fraud may involve collusion, forgery, intentional omissions, misrepresentations, or the override of internal control.
- Obtain an understanding of internal control relevant to the audit in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the Company's internal control.
- Evaluate the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates and related disclosures made by management.
- Conclude on the appropriateness of management's use of the going concern basis of accounting and, based on the audit evidence obtained, whether a material uncertainty exists related to events or conditions that may cast significant doubt on the Company's ability to continue as a going concern. If we conclude that a material uncertainty exists, we are required to draw attention in our auditor's report to the related disclosures in the consolidated financial statements or, if such disclosures are inadequate, to modify our opinion. Our conclusions are based on the audit evidence obtained up to the date of our auditor's report. However, future events or conditions may cause the Company to cease to continue as a going concern.

- Evaluate the overall presentation, structure and content of the consolidated financial statements, including the disclosures, and whether the consolidated financial statements represent the underlying transactions and events in a manner that achieves fair presentation.
- Plan and perform the group audit to obtain sufficient appropriate audit evidence regarding the financial information of the entities or business units within the Company as a basis for forming an opinion on the consolidated financial statements. We are responsible for the direction, supervision and review of the audit work performed for purposes of the group audit. We remain solely responsible for our audit opinion.

We communicate with those charged with governance regarding, among other matters, the planned scope and timing of the audit and significant audit findings, including any significant deficiencies in internal control that we identify during our audit.

We also provide those charged with governance with a statement that we have complied with relevant ethical requirements regarding independence, and to communicate with them all relationships and other matters that may reasonably be thought to bear on our independence, and where applicable, related safeguards.

From the matters communicated with those charged with governance, we determine those matters that were of most significance in the audit of the consolidated financial statements of the current period and are therefore the key audit matters. We describe these matters in our auditor's report unless law or regulation precludes public disclosure about the matter or when, in extremely rare circumstances, we determine that a matter should not be communicated in our report because the adverse consequences of doing so would reasonably be expected to outweigh the public interest benefits of such communication.

The engagement partner on the audit resulting in this independent auditor's report is Ryan Lundeen.

/s/PricewaterhouseCoopers LLP

Chartered Professional Accountants
Calgary, Alberta
March 3, 2026

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
Consolidated Balance Sheets

As at (thousands of United States dollars)	NOTE	December 31, 2025	December 31, 2024
ASSETS			
Current assets			
Cash and cash equivalents	**24**	**$ 58,328**	$ 98,022
Restricted cash and cash equivalents	**24**	**5,424**	581
Accounts receivable	**5**	**78,329**	82,686
Prepaids and other current assets		**13,357**	29,042
Marketable securities	**7**	**45,090**	—
Derivative financial instruments	**27**	**776**	—
Current income tax receivable	**22**	**68,363**	33,595
Crude oil inventory	**6**	**4,327**	2,017
		273,994	245,943
Exploration and evaluation	**8**	**161,125**	116,928
Property, plant and equipment	**9**	**1,500,213**	1,419,301
Long-term inventory	**10**	**175,426**	199,474
Other long-term assets		**14,629**	11,489
Deferred tax asset	**22**	**142,253**	88,475
Goodwill	**14**	**73,452**	73,452
		$ 2,341,092	$ 2,155,062
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY			
Current liabilities			
Accounts payable and accrued liabilities		**$ 235,809**	$ 170,731
Derivative financial instruments	**27**	**—**	1,160
Current portion of decommissioning and environmental liabilities	**19**	**10,158**	14,655
		245,967	186,546
Bank debt	**12**	**33,000**	60,000
Lease obligations	**13**	**7,814**	4,622
Cash settled share-based compensation liabilities	**18**	**15,228**	9,553
Decommissioning and environmental liabilities	**19**	**79,007**	63,020
Other long-term liabilities		**7,143**	—
		388,159	323,741
Shareholders' equity			
Share capital	**20**	**621,062**	632,899
Contributed surplus		**20,738**	20,024
Retained earnings		**1,311,133**	1,178,398
		1,952,933	1,831,321
		$ 2,341,092	$ 2,155,062

Commitments and Contingencies (note 29)
Subsequent Events (note 31)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Approved by the Board:

"signed"	"signed"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

Consolidated Statements of Comprehensive Income

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars, except per share amounts)	NOTE	2025	2024
Oil and natural gas sales	15	$ 1,005,842	$ 1,280,029
Royalties		(126,752)	(201,418)
Net revenue		879,090	1,078,611
Other revenue	15	9,826	8,157
Commodity risk management contracts (loss)	27	(1,419)	(1,160)
Revenue		887,497	1,085,608
Expenses			
Production		225,543	255,278
Transportation		76,444	65,745
Purchased oil		162	904
General and administrative		71,326	68,908
Impairment of exploration and evaluation assets	8	11,140	54,085
Impairment of property, plant and equipment assets	9	—	78,417
Impairment of long-term inventory	10	6,470	10,000
Equity settled share-based compensation expense	20	714	878
Cash settled share-based compensation expense	21	29,802	584
Depletion, depreciation and amortization	9	200,405	215,770
Other expense	16	29,200	6,227
Foreign exchange (gain) loss	27	(10,932)	5,447
Unrealized gain on marketable securities	7	(4,616)	—
		635,658	762,243
Finance (income)	17	(4,369)	(4,315)
Finance expense	17	21,402	18,408
Net finance expense		17,033	14,093
Income before income taxes		234,806	309,272
Income tax (recovery) expense			
Current tax expense	22	33,502	90,389
Deferred tax (recovery) expense	22	(53,779)	158,203
		(20,277)	248,592
Net income and comprehensive income for the year		$ 255,083	$ 60,680
Basic net income per common share	23	$ 2.62	$ 0.60
Diluted net income per common share	23	$ 2.62	$ 0.60

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Changes in Equity

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)		**2025**		2024
Share Capital				
Balance, beginning of year	**$**	**632,899**	$	660,817
Issuance of common shares under equity-settled plan		**—**		411
Repurchase of shares		**(11,837)**		(28,329)
Balance, end of year	**$**	**621,062**	$	632,899
Contributed Surplus				
Balance, beginning of year	**$**	**20,024**	$	19,248
Share-based compensation		**714**		878
Options exercised		**—**		(102)
Balance, end of year	**$**	**20,738**	$	20,024
Retained earnings				
Balance, beginning of year	**$**	**1,178,398**	$	1,275,362
Net income for the year		**255,083**		60,680
Repurchase of shares		**(14,677)**		(45,460)
Dividends		**(107,671)**		(112,184)
Balance, end of year		**1,311,133**		1,178,398
	$	**1,952,933**	$	1,831,321

See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Cash Flows

For the year ended December 31, (thousands of United States dollars)	NOTE	2025	2024
Operating activities			
Net income		**$ 255,083**	$ 60,680
Add (deduct) non-cash items			
Depletion, depreciation and amortization	**9**	**200,405**	215,770
Non-cash finance expense	**17**	**12,511**	9,273
Non-cash other expense	**16**	**9,272**	3,580
Equity settled share-based compensation expense	**20**	**714**	878
Cash settled share-based compensation expense	**21**	**29,802**	584
Deferred tax (recovery) expense	**22**	**(53,779)**	158,203
Impairment of exploration and evaluation assets	**8**	**11,140**	54,085
Impairment of property, plant and equipment assets	**9**	**—**	78,417
Impairment of long-term inventory	**10**	**6,470**	10,000
Unrealized foreign exchange (gain) loss	**27**	**(10,857)**	29,603
Unrealized (gain) loss on commodity risk management contracts	**27**	**(1,160)**	1,160
Unrealized gain on marketable securities	**7**	**(4,616)**	—
Net change in assets and liabilities	**24**	**(30,229)**	(52,318)
Cash provided by operating activities		**424,756**	569,915
Investing activities			
Property, plant and equipment expenditures	**9**	**(200,595)**	(221,250)
Exploration and evaluation expenditures	**8**	**(109,730)**	(126,445)
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**10**	**17,578**	(4,773)
Property acquisition	**11**	**(15,968)**	—
Marketable securities	**7**	**(40,473)**	—
Net change in non-cash working capital	**24**	**45,150**	(39,775)
Cash (used in) investing activities		**(304,038)**	(392,243)
Financing activities			
Common shares repurchased	**20**	**(26,514)**	(73,789)
Dividends	**20**	**(107,671)**	(112,184)
Bank debt repayment	**12**	**(27,000)**	(30,000)
Issuance of common shares under equity-settled plans	**20**	**—**	309
Payments on lease obligation	**13**	**(752)**	(681)
Net change in non-cash working capital	**24**	**(932)**	1,449
Cash (used in) financing activities		**(162,869)**	(214,896)
Decrease in cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents for the year		**(42,151)**	(37,224)
Impact of foreign exchange on foreign currency-denominated cash balances		**4,307**	(4,897)
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, beginning of year	**24**	**101,787**	143,908
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, end of year	**24**	**$ 63,943**	$ 101,787

Supplemental Disclosure of Cash Flow Information (note 24)
See accompanying Notes to the Consolidated Financial Statements

1. Corporate Information

Parex Resources Inc. and its subsidiaries ("Parex" or "the Company") are in the business of the exploration, development, production and marketing of oil and natural gas in Colombia.

Parex Resources Inc. is a publicly traded Company, incorporated and domiciled in Canada. Its registered office is at 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. The Company was incorporated on August 17, 2009, pursuant to the Business Corporations Act (Alberta).

The consolidated financial statements were approved by the Board of Directors on March 3, 2026.

2. Basis of Preparation, Significant Accounting Estimates and Judgements

a) Statement of compliance

These consolidated financial statements have been prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS").

The policies applied in these consolidated financial statements are based on IFRS issued and outstanding as of March 3, 2026, the date the Board of Directors approved the consolidated financial statements.

b) Basis of measurement

The consolidated financial statements have been prepared under the historical cost convention except for derivative financial instruments and share-based compensation transactions which are measured at fair value. The methods used to measure fair values are discussed in note 4 - Determination of Fair Values.

c) Use of management estimates, judgments and measurement uncertainty

The timely preparation of the consolidated financial statements requires that management make estimates and use judgment regarding the reported amounts of assets and liabilities and the disclosure of contingent assets and liabilities as at the date of the consolidated financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the period. Such estimates primarily relate to unsettled transactions and events as at the date of the consolidated financial statements. Accordingly, actual results could differ from estimated amounts as future confirming events occur. Significant estimates and judgments made by management in the preparation of these consolidated financial statements are outlined below:

(i) Depletion, depreciation and reserves

Depletion is based on the proved plus probable reserves as evaluated in accordance with National Instrument 51-101, Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101") and incorporating the estimated future cost of developing and extracting those. The proved plus probable reserves are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators. The process of estimating reserves is complex. It requires significant judgments and decisions based on available geological, geophysical, engineering, and economic data. These estimates may change substantially as additional data from ongoing development activities and production performance becomes available and as economic conditions impacting oil and gas prices and costs change. The reserve estimates are based on production forecasts, future commodity prices, future development costs and future production costs. As circumstances change and additional data becomes available, reserve estimates may also change. Estimates made are reviewed and revised, either upward or downward, as warranted by the new information. Revisions of reserve estimates are often required due to changes in well performance, prices, economic conditions and governmental regulations.

Although every reasonable effort is made to determine that reserve estimates are accurate, reserve estimation is an inferential science. As a result, subjective decisions, new geological or production information and a changing environment may impact these estimates. Revisions to reserve estimates can arise from changes in year-end oil and gas prices and reservoir performance. Such revisions can be either positive or negative. Changes in reserve estimates impact the financial results of the Company as reserves and estimated future development costs are used to calculate depletion and are also used in measuring fair value less costs of disposal of property, plant and equipment for impairment calculations (see note 9 - Property, Plant and Equipment).

(ii) Determination of cash-generating units ("CGUs")
The determination of CGUs requires judgment in defining a group of assets that generate cash inflows that are largely independent of the cash inflows from other assets or groups of assets. CGUs are determined by similar geological structure, shared infrastructure, geographical proximity, commodity type, similar exposure to market risks and materiality.

(iii) Exploration and evaluation ("E&E")
The decision to transfer assets from E&E to property, plant and equipment ("PP&E") is primarily based on the estimated proved plus probable reserves used in the determination of an area's technical feasibility and commercial viability (see note 8 – Exploration and Evaluation Assets).

(iv) Decommissioning and environmental liabilities
Decommissioning and restoration costs will be incurred by the Company at the end of the operating life of certain of its assets. The ultimate decommissioning and restoration costs are uncertain, and cost estimates can vary in response to many factors including changes to relevant legal and regulatory requirements, the emergence of new restoration techniques or experience at other production sites. The expected timing and amount of expenditure can also change in response to changes in reserves, laws and regulations or their interpretation, the timing and likelihood of the settlement of the obligation, discount rates, and future interest rates. As a result, there could be significant adjustments to the provisions established which would affect future financial results. The Company uses a risk-free discount rate based on forecasted Colombia interest rates.

Liabilities for environmental costs are recognized in the period in which they are incurred, normally when the asset is developed, and the associated costs can be estimated. These liabilities are in addition to the decommissioning liabilities due to government regulations that require the Company to perform additional mitigation against the environmental issues attributed to water usage and deforestation from oil and gas activities performed. In addition, the timing of expected settlement of the environmental liabilities differs from the timing of expected settlement of the decommissioning liabilities. Refer to note 19 – Decommissioning and Environmental Liabilities.

(v) Impairment indicators and discount rate
The recoverable amounts of CGUs and individual assets have been determined as the greater of either an asset's or CGU's value in use or fair value less costs of disposal. These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. It is reasonably possible that the commodity price assumptions may change, which may impact the estimated life of the oil and natural gas reserves and the recoverable economical reserves and may require a material adjustment to the carrying value of oil and natural gas assets. The Company monitors internal and external indicators of impairment relating to its property, plant and equipment, exploration and evaluation assets and long-term inventory. Refer to note 8 – Exploration and Evaluation Assets, note 9 – Property, Plant and Equipment, note 10 - Long-Term Inventory and note 14 – Goodwill.

(vi) Share-based compensation
Compensation costs accrued for under the Company's Stock Option plan are subject to the estimation of what the ultimate payout will be using the Black-Scholes pricing model which is based on significant assumptions such as the future volatility of the market price of Parex shares and expected term of the issued stock option. Compensation costs accrued for under the Company's Cash Settled Restricted Share Units ("CRSU") plan, Cash or share settled Restricted Share Units ("CosRSU") and Performance Share Units ("CosPSU") plan and Long Duration Restricted Share Units ("LDRSU") and Performance Share Units ("LDPSU") plan are measured at fair value using the Black-Scholes pricing model based on the market price of Parex shares on the date of issuance. Compensation costs accrued for under the Company's Deferred Share Unit ("DSU") plan are measured at fair value using the Black-Scholes pricing model based on the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the date of issuance. Refer to note 20 - Share Capital and note 21 - Cash Settled Incentive Plans.

(vii) Derivative financial asset/liability
The estimated fair value of derivative instruments and resulting derivative assets and liabilities depends on estimated forward prices and volatility in those prices and by their nature are subject to measurement uncertainty.

(viii) Income taxes
Tax interpretations, regulations and legislation in the various jurisdictions in which the Company and its subsidiaries operate are subject to change and interpretation. As such, income taxes are subject to measurement uncertainty. The Company follows the liability method for calculating deferred taxes. Assessing the recoverability of deferred tax assets requires the Company to make significant estimates related to the expectations of future cash flows from operations and the application of existing tax laws. To the extent that future cash flows and taxable income differ significantly from estimates, the ability of the Company to realize the deferred tax assets and liabilities recorded at the balance sheet date could be impacted. Additionally, changes in tax laws could limit the ability of the Company to obtain tax deductions in the future.

Deferred tax assets are recognized only to the extent that it is probable that taxable profit will be available against which the unused temporary differences can be utilized. Future projected income and future tax rates could be affected by oil prices, quantities of oil and gas reserves, and future oil and gas production. If these factors or other circumstances change, the Company would reassess its ability to record any increase or decrease in its deferred income tax asset. To the extent that actual outcomes differ from management's estimates, taxation charges or credits may arise in future periods. Refer to note 22 - Income Tax.

(ix) Business combinations, corporate and property acquisitions

Business combinations, corporate and property acquisitions are accounted for using the acquisition method of accounting whereby the assets acquired, and the liabilities assumed are recorded at fair values. The determination of fair value often requires management to make assumptions and estimates about future events. The fair value of property, plant and equipment recognized in a business combination, corporate or property acquisition is based on market values. The market value of property, plant and equipment is the estimated amount for which PP&E could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The market value of oil and natural gas interests (included in PP&E) are estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on externally prepared reserve reports. The market value of E&E assets are estimated with reference to the market values of current arm's length transactions in comparable locations. Assumptions are also required to determine the fair value of decommissioning obligations associated with the properties. Changes in any of these assumptions or estimates used in determining the fair value of acquired assets and liabilities could impact the amounts assigned to assets, liabilities and goodwill (or gain from a bargain purchase) in the acquisition equation. Future net earnings can be affected as a result of changes in future depletion and depreciation, asset impairment or goodwill impairment.

3. Summary of Material Accounting Policies

The accounting policies set out below have been applied consistently to all years presented in these consolidated financial statements and have been applied consistently by the Company and its subsidiaries.

a) Consolidation

The consolidated financial statements include the accounts of the Company and all of its subsidiaries at December 31, 2025. The principal operating subsidiaries and their activities are:

Entity	Country of incorporation	Country of principle business activity	Ownership %	Principle business activity
Parex Resources (Colombia) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development
Verano Energy (Switzerland) AG	Switzerland	Colombia	100	Oil and natural gas exploration and development

The above listing does not include the wholly owned holding company subsidiaries or inactive operating company subsidiaries of Parex. All companies in the Parex group are wholly owned subsidiaries.

Inter-company balances and transactions are eliminated on consolidation. Interests in joint arrangements are classified as either joint operations or joint ventures, depending on the rights and obligations of the parties to the arrangement. Joint operations arise when the Company has rights to the assets and obligations for the liabilities of the arrangement. The Company recognizes its share of assets, liabilities, revenues and expenses of a joint operation. A significant portion of the Company's operating cash flows is derived through joint operations which are involved in the development and production of crude oil in Colombia. Joint ventures arise when the Company has rights to the net assets of the arrangement. Joint ventures are accounted for under the equity method.

b) Foreign currency translation

(i) Functional and presentation currency

Items included in the consolidated financial statements are measured using the currency of the primary economic environment in which the Company operates (the "functional currency"). The consolidated financial statements are presented in United States dollars, which is the functional currency of Parex.

(ii) Transactions and balances

Foreign currency transactions are translated into the functional currency using the exchange rates prevailing at the date of the transaction. Generally, foreign exchange gains and losses resulting from the settlement of foreign currency transactions and from the translation at period-end exchange rates of monetary assets and liabilities denominated in currencies other than an operation's functional currency are recognized in the statement of comprehensive income.

c) Financial instruments

Financial instruments are recognized when the Company becomes a party to the contractual provisions of the instrument. Financial assets and liabilities are not offset unless the Company has the current legal right to offset and intends to settle on a net basis or settle the asset and liability simultaneously.

The Company characterizes its fair value measurements into a three-level hierarchy depending on the degree to which the inputs are observable, as follows:

- Level 1 inputs are quoted prices in active markets for identical assets and liabilities;
- Level 2 inputs are inputs, other than quoted prices included within Level 1, that are observable for the asset or liability either directly or indirectly; and
- Level 3 inputs are unobservable inputs for the asset or liability.

Classification and Measurement of Financial Assets

The initial classification of a financial asset depends upon the Company's business model for managing its financial assets and the contractual terms of the cash flows. There are three measurement categories into which the Company classified its financial assets:

- Amortized Cost: Includes assets that are held within a business model whose objective is to hold assets to collect contractual cash flows, and its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest;
- Fair Value through Other Comprehensive Income ("FVOCI"): Includes assets that are held within a business model whose objective is achieved by both collecting contractual cash flows and selling the financial assets, where its contractual terms give rise on specified dates to cash flows that represent solely payments of principal and interest; or
- Fair Value Through Profit or Loss ("FVTPL"): Includes assets that do not meet the criteria for amortized cost or FVOCI and are measured at fair value through profit or loss. This includes all derivative financial instruments and investments.

On initial recognition, the Company may irrevocably designate a financial asset that meets the amortized cost or FVOCI criteria as measured at FVTPL if doing so eliminates or significantly reduces an accounting mismatch. On initial recognition of an equity investment that is not held-for-trading, the Company may irrevocably elect to present subsequent changes in the investment's fair value in OCI. There is no subsequent reclassification of fair value changes to earnings following the derecognition of the investment. However, dividends that reflect a return on investment continue to be recognized in net earnings. This election is made on an investment-by-investment basis.

At initial recognition, the Company measures a financial asset at its fair value and, in the case of a financial asset not at FVTPL, including transaction costs that are directly attributable to the acquisition of the financial asset. Transaction costs of financial assets carried at FVTPL are recorded as an expense in net earnings.

Financial assets are reclassified subsequent to their initial recognition only if the business model for managing those financial assets changes. The affected financial assets will be reclassified on the first day of the first reporting period following the change in the business model. A financial asset is derecognized when the rights to receive cash flows from the asset have expired or have been transferred and the Company has transferred substantially all the risks and rewards of ownership.

Impairment of Financial Assets

The Company recognizes loss allowances for Expected Credit Losses ("ECLs") on its financial assets measured at amortized cost. Due to the nature of its financial assets, the Company measures loss allowances at an amount equal to expected lifetime ECLs. Lifetime ECLs are the anticipated ECLs that result from all possible default events over the expected life of a financial asset. ECLs are a probability-weighted estimate of credit losses. Credit losses are measured as the present value of all cash shortfalls (i.e. the difference between the cash flows due to the entity in accordance with the contract and the cash flows that the Company expects to receive). ECLs are discounted at the effective interest rate of the related financial asset. The Company does not have any financial assets that contain a financing component.

As at December 31, 2025, all of the Company's receivables were outstanding for less than 90 days. The average expected credit loss on the Company's trade accounts receivable was 0.5% at December 31, 2025.

Classification and Measurement of Financial Liabilities

A financial liability is initially classified as measured at amortized cost or FVTPL. A financial liability is classified as measured at FVTPL if it is held-for-trading, a derivative, or designated as FVTPL on initial recognition. The classification of a financial liability is irrevocable.

Financial liabilities at FVTPL are measured at fair value with changes in fair value, along with any interest expense, recognized in net earnings. Other financial liabilities are initially measured at fair value less directly attributable transaction costs and are subsequently measured at amortized cost using the effective interest method. Interest expense and foreign exchange gains and losses are recognized in net earnings. Any gain or loss on derecognition is also recognized in net earnings.

A financial liability is derecognized when the obligation is discharged, cancelled or expired. When an existing financial liability is replaced by another from the same counterparty with substantially different terms, or the terms of an existing liability are substantially modified, it is treated as a derecognition of the original liability and the recognition of a new liability. When the terms of an existing financial liability are altered, but the changes are considered non-substantial, it is accounted for as a modification to the existing financial liability. Where a liability is substantially modified it is considered to be extinguished, and a gain or loss is recognized in net earnings based on the difference between the carrying amount of the liability derecognized and the fair value of the revised liability. Where a liability is modified in a non-substantial way, the amortized cost of the liability is remeasured based on the new cash flows and a gain or loss is recorded in net earnings.

Derivative Financial Instruments

Derivative financial instruments are used to manage economic exposure to market risks relating to commodity prices, foreign currency exchange rates and interest rates. Policies and procedures are in place with respect to required documentation and approvals for the use of derivative financial instruments. Where specific financial instruments are executed, the Company assesses, both at the time of purchase and on an ongoing basis, whether the financial instrument used in the particular transaction is effective in offsetting changes in fair values or cash flows of the transaction.

Risk management assets and liabilities are derivative financial instruments classified as measured at FVTPL. Derivatives financial instruments are recorded using mark-to-market accounting whereby instruments are recorded in the consolidated balance sheets as either an asset or liability with changes in fair value recognized in net earnings as a gain or loss on risk management. The estimated fair value of all derivative instruments is based on quoted market prices or, in their absence, third-party market indications and forecasts.

d) Capital assets

(i) Exploration and evaluation

All costs directly associated with the exploration and evaluation of oil and natural gas reserves are initially capitalized. E&E costs are those expenditures for an area where technical feasibility and commercial viability have not yet been determined. These costs include unproved property acquisition costs, exploration costs, geological and geophysical costs, decommissioning costs, E&E drilling, sampling and appraisals. Costs incurred prior to acquiring the legal rights to explore an area are charged directly to comprehensive income as E&E expenses.

When an area is determined to be technically feasible and commercially viable the accumulated costs are transferred to PP&E, where they are depleted. When an area is determined not to be technically feasible and commercially viable or the Company decides not to continue with its activity, the unrecoverable costs are charged to comprehensive income as impairment of exploration and evaluation assets. Net proceeds from any disposal of an intangible exploration asset are recorded as a reduction in intangible assets.

(ii) Property, plant and equipment

All costs directly associated with the development of oil and natural gas reserves are capitalized on an area-by-area basis. Development costs include expenditures for areas where technical feasibility and commercial viability have been determined. These costs include proved property acquisitions, development drilling, completion of wells, gathering facilities and infrastructure, decommissioning and restoration costs and transfers of E&E assets.

Costs accumulated within each CGU are depleted using the unit-of-production method based on proved plus probable reserves incorporating estimated future prices and costs. Costs subject to depletion include estimated forecast costs to be incurred in developing proved plus probable reserves. Costs of major development projects are excluded from the costs subject to depletion until they are available for use.

Costs associated with office furniture, fixtures and leasehold improvements are carried at cost and depreciated on a straight-line basis over the estimated service lives of the assets, which range from 1 to 5 years.

(iii) Long-term inventory

All costs in the form of long-lead material and equipment inventory, such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment, are initially capitalized. As the assets are used, they are incorporated into the costs of the related E&E and PP&E projects.

e) Impairment of long-term assets

The carrying amounts of the Company's long-term assets, other than deferred tax assets, are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment.

For the purpose of PP&E impairment testing, assets are grouped into the smallest group of assets that generates cash inflows from continuing use that are largely independent of the cash inflows of other assets or groups of assets. The recoverable amounts of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

The value in use is determined by estimating the present value of the pre-tax future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. The FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future after tax net cash flows which are based on the following assumptions: proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development and operating costs, future production costs, and discount rates. The proved plus probable reserves, production forecasts, future commodity prices, future development costs and future production costs are prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators. E&E assets are assessed for impairment when they are reclassified to PP&E, and, if facts and circumstances suggest that the carrying amount exceeds the recoverable amount. E&E assets are allocated to related CGUs where they are assessed for impairment upon their eventual reclassification to PP&E.

E&E assets not reclassified to PP&E are assessed for impairment on an asset-by-asset basis.

Long-term inventory is assessed for impairment if facts and circumstances suggest that the carrying amount exceeds the recoverable amount.

If an indication of impairment exists, management estimates the recoverable amount of the E&E assets or long-term inventory.

An impairment loss is recognized if the carrying amount of an asset or its CGU exceeds its estimated recoverable amount. Impairment losses are recognized in comprehensive income.

The recoverable amount of goodwill is determined as the fair value less costs of disposal using a discounted cash flow method. Goodwill is evaluated at the Colombia segment level as business combinations giving rise to goodwill do not have specifically identifiable benefits to any one CGU.

Impairment losses recognized in prior years are assessed at each reporting date for any indications that the loss has decreased or no longer exists. An impairment loss is reversed if there has been a change in the estimates used to determine the recoverable amount. An impairment loss is reversed only to the extent that the asset's carrying amount does not exceed the carrying amount that would have been determined, net of depletion and depreciation or amortization, if no impairment loss had been recognized.

f) Crude oil inventory

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

g) Purchased oil

Purchased oil includes costs to buy third party oil. The costs for third party oil are initially recorded in inventory until the crude oil title is transferred.

h) Goodwill

Goodwill is recorded on a business acquisition when the purchase price is in excess of the fair values assigned to assets acquired and liabilities assumed. Goodwill is not amortized, and an impairment test is performed annually or as events occur that could indicate impairment. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, groups of CGUs, or an operating segment expected to benefit from the acquisition. Goodwill is tested by combining the carrying amounts of property, plant and equipment, exploration and evaluation assets and goodwill and comparing this to the recoverable amount. Fair value less costs of disposal, is derived by estimating the discounted after-tax future net cash flows as described in the property, plant and equipment impairment test, plus the fair market value of undeveloped land, seismic and inventory. Value in use is assessed using the present value of the expected future cash flows. Any excess of the carrying amount over the recoverable amount is recorded as impairment. Impairment charges, which are not tax affected, are recognized in comprehensive income and are not reversed. Goodwill is reported at cost less any impairment.

i) Revenue recognition

Parex principally generates revenue from the sale of commodities, which include crude oil and natural gas. Revenue associated with the sale of commodities is recognized when control is transferred from Parex to its customers. The Company's commodity sale contracts represent a series of distinct transactions. The Company considers its performance obligations to be satisfied and control to be transferred when all the following conditions are satisfied:

- Parex has transferred title and physical possession of the commodity to the buyer;
- Parex has transferred the significant risks and rewards of ownership of the commodity to the buyer; and
- Parex has the present right to payment.

Revenue is measured based on the consideration specified in a contract with a customer and excludes amounts collected on behalf of third parties. The Company sells its production of crude oil and natural gas pursuant to variable price contracts. The transaction price for variable price contracts is based on the commodity price, adjusted for quality, location and other factors. The amount of revenue recognized is based on the agreed transaction price with any variability in transaction price recognized in the same period. The Company does not have any contracts where the period between the transfer of the promised goods or services to the customer and payment by the customer exceeds one year. As a result, Parex does not adjust its revenue transactions for the time value of money.

Parex enters into contracts with customers that can have performance obligations that are unsatisfied (or partially unsatisfied) at the reporting date. The Company applies a practical expedient of IFRS 15 and does not disclose information about remaining performance obligations that have original expected durations of one year or less, or for performance obligations where the Company has a right to consideration from a customer in an amount that corresponds directly with the value to the customer of the Company's performance completed to date. The Company also applies a practical expedient of IFRS 15 that allows any incremental costs of obtaining contracts with customers to be recognized as an expense when incurred rather than being capitalized.

Contract modifications with the Company's customers could change the scope of the contract, the price of the contract, or both. A contract modification exists when the parties to the contract approve the modification either in writing, orally, or based on the parties' customary business practices. Contract modifications are accounted for either as a separate contract when there is an additional product at a stand-alone selling price, or as part of the existing contract, through either a cumulative catch-up adjustment or prospectively over the remaining term of the contract, depending on the nature of the modification and whether the remaining products are distinct.

The Company's revenue transactions do not contain significant financing components.

Parex generates other revenue from non-core activities including pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure. Other revenue is recognized when it is probable that the economic benefits will flow to the entity, the amount can be measured reliably and is measured at the fair value of the consideration received or receivable.

j) Equity settled share-based compensation

The Company has an incentive stock option plan pursuant to which the Company may issue options for certain employees, officers and directors as described in note 20 - Share Capital. The Company records share-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option granted is calculated at the grant date using the Black-Scholes pricing model and expensed over the vesting period of the option. The Company determines an appropriate forfeiture rate by examining the history of its forfeitures. The Company records the cumulative share-based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated share-based compensation for the exercised security. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital.

Upon the exercise of the options the consideration paid together with the amount previously recognized in contributed surplus is recorded as an increase to share capital.

k) Cash settled share-based compensation

The Company has a Cash Settled Restricted Share Unit ("CRSUs") plan which allows the Company to issue CRSUs to certain employees of Parex Colombia as described in note 21 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash under the foreign subsidiaries' CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

The Company has a Deferred Share Unit ("DSU") plan which allows the Company to issue DSUs to all non-employee directors of Parex Resources Inc., as described in note 21 - Cash Settled Incentive Plans. As DSUs vest immediately on issuance, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately on issuance based on the fair value of the DSUs. The fair value of DSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a unit that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

The Company has a Cash or Share Settled Restricted Share Unit/Performance Share Unit ("CosRSU/CosPSU") incentive plan to issue CosRSUs and CosPSUs to certain employees of Parex Canada as described in note 21 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash or settlement of shares under the CosRSUs and CosPSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of the CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CosRSUs and CosPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The CosRSUs and CosPSUs liability can be settled in cash or by the issuance of common shares at the election of the employee.

The Company has a Long Duration Restricted Share Unit/Performance Share Unit ("LDRSU/LDPSU") incentive plan to issue LDRSUs and LDPSUs to certain employees of Parex Canada as described in note 21 - Cash Settled Incentive Plans. Obligations for payments of cash or settlement of shares under the LDRSUs and LDPSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of the LDRSUs and LDPSUs. The fair value of LDRSUs and LDPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the LDRSUs and LDPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture. The LDRSUs and LDPSUs liability can be settled in cash or by the issuance of common shares at the election of the employee.

l) Provisions

A provision is recognized if, as a result of a past event, the Company has a current legal or constructive obligation that can be estimated reliably, and it is probable that an outflow of economic benefits will be required to settle the obligation. Provisions are determined by discounting the expected future cash flows at a pre-tax rate that reflects current market assessments of the time value of money and the risks specific to the liability. Provisions are not recognized for future operating losses.

m) Decommissioning and environmental liabilities

The Company's activities give rise to dismantling, decommissioning, environmental, abandonment and site disturbance remediation activities. Provisions are made for the estimated cost of the future site restoration and capitalized in the relevant asset category.

Decommissioning and environmental liabilities are measured at the present value of management's best estimate of the cost and future timing of the expenditure required to settle the present obligation at the balance sheet date using a risk-free discount rate. Subsequent to the initial measurement, the obligation is adjusted at the end of each period to reflect the passage of time and changes in the estimated future cash flows underlying the obligation. The increase in the provision due to the passage of time is recognized as a finance expense whereas increases (decreases) due to changes in the estimated future cash flows are capitalized. Actual costs incurred upon settlement of the decommissioning and environmental liabilities are charged against the provision to the extent the provision was established.

n) Operating Segments

Management has determined the operating segments based on information regularly reviewed for the purposes of decision making, allocating resources and assessing operational performance by the Company's chief operating decision makers. The operating segments are Canada and Colombia. The Company evaluates the financial performance of its operating segments primarily based on operating cash flow.

o) Finance income and expense

Finance expense comprises credit facility interest related to the drawn credit facility, standby fees related to the undrawn credit facility, bank taxes, accretion on provisions, other and expected credit loss provision (recovery). Finance income comprises interest earned on cash and other income.

p) Other expense

Other expense is comprised mainly of other Colombian taxes, legal provisions, Colombian tax credits purchased, loss (gain) on settlement of decommissioning liabilities and loss (gain) on settlement of tangible assets.

q) Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalents is comprised of cash and other short-term highly liquid investments with maturities less than 3 months held in chartered banks in Canada and recognized financial institutions in Colombia and Switzerland with BBB+ credit ratings or higher.

r) Restricted cash and cash equivalents

Restricted cash and cash equivalents is comprised of cash and cash equivalents pledged to satisfy commitments in long term contracts. Restrictions will lapse when work obligations are satisfied pursuant to the contracts. Cash and claims to cash that are restricted as to withdrawal or use for other than current operations or are designated for expenditure to satisfy commitments pursuant to long-term contracts, are excluded from the current asset classification. The long-term portion of restricted cash and cash equivalents is included in other long-term assets on the Company's balance sheet.

s) Marketable securities

Marketable securities is comprised of investments in shares of public corporations.

t) Income taxes

Income tax expense comprises current and deferred tax. Income tax expense is recognized in comprehensive income.

Current tax is the expected tax payable on taxable income for the year, using tax rates enacted or substantively enacted at the reporting date, and any adjustment to tax payable in respect of previous years.

In general, deferred tax is recognized in respect of temporary differences arising between the tax basis of assets and liabilities and their carrying amounts in the consolidated financial statements. Deferred tax is determined on a non-discounted basis using tax rates, currency exchange rates and laws enacted or substantively enacted by the balance sheet date and expected to apply when the deferred tax asset or liability is settled. Deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that the assets can be recovered. Deferred tax is not provided on temporary differences arising on investments in subsidiaries except, in the case of subsidiaries, where the timing of the reversal of the temporary difference is controlled by the Company, and it is probable that the temporary difference will not be reversed in the foreseeable future. Deferred tax assets and liabilities are presented as non-current.

u) Per share information

Basic net income per share is calculated by dividing the income or loss attributable to common shareholders of the Company by the weighted average number of common shares outstanding during the period. Diluted net income per share is determined by adjusting the income or loss attributable to common shareholders and the weighted average number of common shares outstanding for the effects of dilutive instruments such as options granted to employees, except when the effect would be anti-dilutive.

v) Leases

Right-of-use asset ("ROU asset") and a corresponding lease obligation are recognized on the balance sheets on the date that a lease asset becomes available for use. Interest associated with the lease obligation is recognized over the lease period with a corresponding increase in the underlying lease obligation. ROU assets are depreciated on a straight-line basis over the lease term. Depreciation on ROU assets is recognized in DD&A.

ROU assets and lease obligations are initially measured on a present value basis. Lease obligations are measured as the net present value of the lease payments which may include fixed lease payments, variable lease payments and payments to exercise an extension or termination option if applicable, if the Company is reasonably certain to exercise either of those options. ROU assets are measured at cost, which is composed of the amount of the initial measurement of the lease obligation, less any incentives received. The rate implicit in the lease is used to determine the present value of the liability and ROU asset arising from a lease, unless this rate is not readily determinable, in which case the Company's incremental borrowing rate is used.

ROU assets and lease obligations are remeasured when there is a change in the future lease payments arising from a change in an index or rate or term, or if there is a change in the assessment on whether the Company will exercise an extension or termination option.

Short-term leases and leases of low-value assets are not recognized on the balance sheets and lease payments are instead recognized in the financial statements as incurred.

w) Share Capital

Common shares are classified as equity. Incremental costs directly attributable to the issuance of common shares are recognized as a deduction from equity, net of any tax effects. When the company repurchases its own common shares, share capital is reduced by the average carrying value of the shares repurchased. The excess of the purchase price over the average carrying value is recognized as a deduction from Retained Earnings. Shares are cancelled upon repurchase.

x) Dividends

Dividends on common shares are recognized in the Company's financial statements in the period in which the dividends are declared by the Board of Directors.

y) Future Accounting Pronouncements

The Company plans to adopt the following amendments to accounting standards, issued by the International Accounting Standards Board ("IASB"), that are effective for annual periods beginning on or after January 1, 2026. The pronouncements will be adopted on their respective effective dates.

i) Amendments to IFRS 9 Financial Instruments and IFRS 7 Financial Instruments: Disclosures

In May 2024, the IASB issued amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures* related to settling financial liabilities using an electronic payment system and assessing contractual cash flow characteristics of financial assets. The amendments will be effective January 1, 2026, but are not expected to have a material impact on Parex's consolidated financial statements.

ii) IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements

In April 2024, the IASB issued IFRS 18 *Presentation and Disclosure in Financial Statements* ("IFRS 18") which will replace IAS 1 and includes requirements for all entities applying IFRS for the presentation and disclosure of information in the financial statements. IFRS 18 will introduce new totals, subtotals and categories for income and expenses in the statement of income, as well as requiring disclosure about management-defined performance measures ("MPMs") and additional requirements regarding the aggregation and disaggregation of certain information. The new guidance is expected to improve the usefulness of information presented and disclosed in the financial statements of companies. IFRS 18 will be effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027, with early adoption permitted, and it must be adopted on a retrospective basis.

Parex is currently assessing the impact of this new IFRS accounting standard on its consolidated financial statements. Throughout 2026, Parex will assess system changes, draft and finalize financial statements to quantify the impact of changes, MPMs and related disclosures ahead of the 2027 effective date.

4. Determination of Fair Values

A number of the Company's accounting policies and disclosures require the determination of fair value for financial and non-financial assets and liabilities. Fair values have been determined for measurement and/or disclosure purposes based on the methods below. When applicable, further information about the assumptions made in determining fair values is disclosed in the notes specific to that asset or liability.

a) PP&E, exploration and evaluation and long-term inventory assets

The fair value of PP&E, exploration and evaluation, and long-term inventory assets are determined if there are indicators of impairment. The fair value of PP&E, exploration and evaluation, and long-term inventory assets is the estimated amount for which the assets could be exchanged on the acquisition date between a willing buyer and a willing seller in an arm's-length transaction after proper marketing wherein the parties had each acted knowledgeably, prudently and without compulsion. The fair value of oil and natural gas assets (included in PP&E) is estimated with reference to the discounted cash flows expected to be derived from oil and natural gas production based on the reserve reports prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators. The risk-adjusted discount rate is specific to the asset with reference to general market conditions.

b) Cash, accounts receivable and accounts payable and accrued liabilities

The fair value of cash, accounts receivable and accounts payable and accrued liabilities is estimated as the present value of future cash flows, discounted at the market rate of interest at the reporting date. At December 31, 2025 and 2024 the fair value of these balances approximated their carrying value due to their short-term to maturity.

c) Marketable Securities

Marketable securities are initially recognized at fair value on the date the investment is made and are remeasured at fair value at each subsequent reporting date. The fair value of marketable securities on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair value is based on quoted market prices from active markets.

d) Stock options

The fair value of stock options is measured using the Black-Scholes pricing model. Measurement inputs include the share price on the measurement date, exercise price of the option, expected future share price volatility, weighted average expected life of the instruments (based on historical experience and general option-holder behavior), expected dividends, expected forfeiture rate and the risk-free interest rate (based on Government of Canada Bonds) for the relevant expected life as described in note 20 - Share Capital.

e) Cash settled restricted share units, cash or share settled restricted share units and performance share units, long duration restricted share units and performance share units and deferred share units

The fair value of CRSUs, CosRSUs and CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs, and DSUs are measured using the Black-Scholes pricing model based on the market price of Parex shares on each balance sheet date. Refer to note 21 - Cash Settled Incentive Plans.

f) Derivative financial asset/liability

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair values are based on quoted market prices where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

5. Accounts Receivable

		December 31, 2025		December 31, 2024
Trade receivables	**$**	**72,317**	$	77,106
Value added taxes (VAT)		**6,012**		5,580
Total	**$**	**78,329**	$	82,686

Trade receivables consist primarily of oil sale receivables related to the Company's oil sales. VAT receivable is $6.0 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $5.6 million). All accounts receivable are expected to be received within twelve months and are thus recognized as current assets.

6. Crude Oil Inventory

		December 31, 2025		December 31, 2024
Crude oil inventory	**$**	**4,327**	$	2,017

Crude oil inventory consists of crude oil in transit at the balance sheet date and is valued at the lower of cost, using the weighted average cost method, and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location. During 2025, $611.5 million (year ended December 31, 2024 - $728.0 million) of produced crude oil inventory cost was expensed to the consolidated statements of comprehensive income. Purchased crude oil is sold immediately. The cost associated with purchased oil is shown in the consolidated statements of comprehensive income as purchased oil expense.

7. Marketable securities

		December 31, 2025		December 31, 2024
Marketable securities	**$**	**45,090**	$	—

In 2025, the Company acquired 6,084,986 common shares of GeoPark Ltd (NYSE: GPRK), representing approximately 11.8% ownership, for aggregate consideration of $40.5 million ($6.65 per share). The fair value of these shares at December 31, 2025 was $45.1 million, resulting in an unrealized gain of $4.6 million, which is recorded in the consolidated statement of comprehensive income.

8. Exploration and Evaluation Assets

Cost		
Balance at December 31, 2023	**$**	**211,590**
Additions and transfers from long-term inventory		126,445
Transfers to PP&E		(168,053)
Changes in decommissioning and environmental liability		1,031
Exploration and evaluation impairment		(54,085)
Balance at December 31, 2024	**$**	**116,928**
Additions and transfers from long-term inventory		109,730
Transfers to PP&E		(60,020)
Changes in decommissioning and environmental liability		5,627
Exploration and evaluation impairment		(11,140)
Balance at December 31, 2025	**$**	**161,125**

Additions and Transfers

E&E assets consist of the Company's exploration projects which are pending either the determination of proved or probable reserves or impairment. During the year ended December 31, 2025, additions of $109.7 million (year ended December 31, 2024 - $126.4 million) represent the Company's share of costs incurred on E&E assets during the period. During the year ended December 31, 2025, $60.0 million of E&E assets were transferred to PP&E related to Block LLA-74 (year ended December 31, 2024 - $168.1 million transferred to PP&E related to the Arauca Block).

For the year ended December 31, 2025, $1.9 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2024 - $3.6 million) have been capitalized in respect of exploration and evaluation activities during the current period.

2025 Impairments

During 2025, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-94 Block for costs related to exploration wells which indicated non-economic results and has relinquished the block. It was determined that the impairment was $11.1 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2025.

2024 Impairments

During 2024, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-122 Block for costs related to an exploration well which indicated technically unfeasible results at an acceptable risk tolerance. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for the LLA-122 block assets. It was determined that the impairment was $54.1 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024.

The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

At December 31, 2025 and December 31, 2024, the Company did not have any E&E assets in Canada.

9. Property, Plant and Equipment

	Canada	Colombia	Total
Cost			
Balance at December 31, 2023	**$ 17,612**	**$ 3,385,937**	**$ 3,403,549**
Additions and transfers from long-term inventory	3,820	217,430	221,250
Transfers from E&E assets	—	168,053	168,053
Changes in decommissioning and environmental liability	—	(14,523)	(14,523)
Balance at December 31, 2024	**21,432**	**3,756,897**	**3,778,329**
Additions and transfers from long-term inventory	1,340	199,255	200,595
Additions related to property acquisition - Note 11	—	16,788	16,788
Right-of-use asset addition (non-cash)	—	4,338	4,338
Transfers from E&E assets	—	60,020	60,020
Changes in decommissioning and environmental liability	—	372	372
Balance at December 31, 2025	**$ 22,772**	**$ 4,037,670**	**$ 4,060,442**
Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization			
Balance at December 31, 2023	**$ 9,778**	**$ 2,055,596**	**$ 2,065,374**
Depletion and depreciation for the year	1,975	212,961	214,936
Depreciation - Right-of-use asset	760	74	834
DD&A included in crude oil inventory costing	—	(533)	(533)
Property, plant and equipment impairment	—	78,417	78,417
Balance at December 31, 2024	**12,513**	**2,346,515**	**2,359,028**
Depletion and depreciation for the year	2,312	196,701	199,013
Depreciation - Right-of-use asset	740	652	1,392
DD&A included in crude oil inventory costing	—	796	796
Balance at December 31, 2025	**$ 15,565**	**$ 2,544,664**	**$ 2,560,229**
Net book value:			
As at December 31, 2023	$ 7,834	$ 1,330,341	$ 1,338,175
As at December 31, 2024	$ 8,919	$ 1,410,382	$ 1,419,301
As at December 31, 2025	**$ 7,207**	**$ 1,493,006**	**$ 1,500,213**

Additions and Transfers

During 2025, property, plant and equipment ("PPE") additions of $200.6 million mainly relate to drilling and facility costs in Colombia. During the year ended December 31, 2025, $60.0 million of E&E assets were transferred to PP&E related to Block LLA-74.

During 2024, additions of $221.3 million mainly related to drilling and facility costs in Colombia. During the year ended December 31, 2024, $168.1 million of E&E assets were transferred to PP&E related to the Arauca Block.

For the year ended December 31, 2025, future development costs of $345.3 million (year ended December 31, 2024 - $426.7 million) were included in the depletion calculation for development and production assets. For the year ended December 31, 2025, $8.9 million of general and administrative costs (year ended December 31, 2024 - $5.0 million) have been capitalized in respect of development and production activities during the current period.

Impairments

The carrying amounts of the Company's PP&E assets are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment.

2025

At December 31, 2025, there were no indicators of impairment noted or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

2024

A revision of the estimation of the total proved and probable reserves in the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, for the year ended December 31, 2024, evidenced a decline as compared to the prior year estimation. Management considered this to be an indicator of impairment and carried out an impairment review of these CGUs. For all other CGUs, at December 31, 2024, there were no indicators of impairment noted or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

The Company determined that the carrying amount of the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, exceeded their recoverable amounts and an impairment of $78.4 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2024. The recoverable amount was determined using fair value less cost of disposal. The fair value less cost of disposal approach requires assumptions which are level 3 inputs.

The fair value was determined using discounted future after tax net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs prepared by the Company's independent qualified reserve evaluators at December 31, 2024. Refer to note 14 – Goodwill for the future crude oil prices used by Parex's independent reserve evaluator. There are no E&E assets associated with these CGUs. Future cash flows were discounted using a rate of 14%. As at December 31, 2024, the recoverable amount of the Aguas Blancas CGU was estimated to be $20.9 million, and the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $3.5 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment.

10. Long-term Inventory

The Company has long-lead material inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment.

Cost		
Balance at December 31, 2023	**$**	**204,701**
Additions		55,990
Transfers to E&E and PP&E assets		(40,028)
Transfer to production costs		(5,269)
Sale of inventory		(5,920)
Impairment		(10,000)
Balance at December 31, 2024	**$**	**199,474**
Additions		10,441
Transfers to E&E and PP&E assets		(25,045)
Transfer to production costs		(1,787)
Sale of inventory		(1,187)
Impairment		(6,470)
Balance at December 31, 2025	**$**	**175,426**

For the year ended December 31, 2025, long-term inventory additions were $10.4 million (year ended December 31, 2024 - $56.0 million). During the year ended December 31, 2025, $25.0 million (year ended December 31, 2024 - $40.0 million) of long-term inventory were incorporated into the costs of E&E and PP&E projects and $1.8 million (year ended December 31, 2024 - $5.3 million) were incorporated into production costs. During the year ended December 31, 2025, $1.2 million (year ended December 31, 2024 - $5.9 million) of long-term inventory was sold to third parties.

During 2025, the Company completed an impairment review of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than its recoverable amount and an impairment of $6.5 million (year ended December 31, 2024 - $10.0 million) was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2025.

11. Property Acquisition

On March 14, 2025, Parex, through a foreign subsidiary, acquired an additional 25% working interest in the Azogue field in the LLA-32 Block and 12.5% working interest in the remainder of the LLA-32 Block (the "LLA-32 Acquisition") resulting in 100% working interest in the Block for the Company. The Company paid total net consideration of $16.0 million.

The consolidated statement of comprehensive income includes results of operation of the LLA-32 Acquisition since the closing date of March 14, 2025. There were no transaction costs associated with the LLA-32 Acquisition.

This transaction has been accounted for using the acquisition method whereby the assets acquired and the liabilities assumed are recorded at fair values. As the fair value of the identifiable assets was determined to equal the purchase price, no goodwill arose on the transaction. The following table summarizes the recognizable assets acquired and consideration paid pursuant to the acquisition:

Assets acquired and liabilities assumed		
PP&E	$	16,788
Decommissioning liabilities		(820)
	$	15,968

Consideration for the acquisition		
Purchase price	$	19,000
Purchase price adjustments		(3,032)
Net consideration	$	15,968
Cash paid	$	14,970
Working capital adjustments		998
Total consideration paid	**$**	**15,968**

No working capital was included in the assets acquired.

The pro forma results for the year ended December 31, 2025 are shown below, as if the LLA-32 Acquisition had occurred on January 1, 2025. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	1,009,605
Net revenue less direct costs	$	580,120

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of comprehensive income for the year ended December 31, 2025 includes $32.6 million of oil sales attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition. Revenue less direct costs for the year ended December 31, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is $22.0 million. Net income for the year ended December 31, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is considered impracticable to calculate.

12. Bank Debt

	December 31, 2025	December 31, 2024
Bank debt	**$ 33,000**	$ 60,000

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2025 had a borrowing base of $240.0 million (December 31, 2024 - $240.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2025, $33.0 million (December 31, 2024 - $60.0 million) was drawn on the credit facility. The undrawn capacity on the credit facility at December 31, 2025 was $207.0 million (December 31, 2024 - $180.0 million).

The credit facility bears interest and fees based in the following manner:
(i) advances on the revolving facility bear interest at rates per annum equal to U.S. Base Rate or SOFR plus applicable margins;
(ii) advances on the operating line bear interest at rates per annum equal to Canadian Prime Rate plus applicable margins; and
(iii) undrawn amounts bear a commitment fee.

The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 21, 2027. The next annual review is scheduled to occur in May 2026.

Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1, and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all covenants at December 31, 2025.

The following table lists the Company's key financial covenant at December 31, 2025:

Covenant Description		December 31, 2025
Total Funded Debt to Adjusted EBITDA	Maximum Ratio 3.50:1	**0.54**

At December 31, 2025, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $235.1 million (December 31, 2024 - $160.7 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks (see note 29 - Commitments and Contingencies).

13. Lease Obligation

The Company has the following future commitments associated with its lease obligations:

	Canada	Colombia	Total
Balance at December 31, 2023	**$ 5,154**	**$ 1,316**	**$ 6,470**
Interest expense	38	151	189
Lease payments	(702)	(168)	(870)
Foreign exchange (gain)	(419)	(167)	(586)
Balance at December 31, 2024	**$ 4,071**	**$ 1,132**	**$ 5,203**
Additions	—	4,338	4,338
Interest expense	34	331	365
Lease payments	(586)	(531)	(1,117)
Foreign exchange loss	159	197	356
Balance at December 31, 2025	**$ 3,678**	**$ 5,467**	**$ 9,145**
Current obligation	(733)	(598)	(1,331)
Long-term obligation	**$ 2,945**	**$ 4,869**	**$ 7,814**

During the year ended December 31, 2025, the Company recorded an addition of $4.3 million in Colombia for the lease of polymer injection equipment.

14. Goodwill

	December 31, 2025	December 31, 2024
Goodwill	**$ 73,452**	$ 73,452

Impairment test of goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Material Accounting Policies. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment.

The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded.

Valuation Techniques

The recoverable amount of the group of CGUs to which the goodwill was assigned is based on fair value less costs of disposal. The technique used in determining the recoverable amount is based on the net present value of the after-tax cash flows from oil and gas reserves of the group of CGUs based on reserves estimated by Parex's independent reserve evaluator and the fair value of undeveloped land based on estimates with consideration given to acquisition metrics of recent transactions completed on similar assets to those contained within the relevant group of CGUs. The discounting process uses a rate of return that is commensurate with the risk associated with the assets and the time value of money. This approach requires assumptions about revenue, future oil prices, tax rates and discount rates, all of which are level 3 inputs.

Significant Assumptions

Oil Reserves

Assumptions that are valid at the time of reserve estimation may change significantly when new information becomes available. Changes in forward price estimates, production costs or recovery rates may change the economic status of reserves and may ultimately result in reserves being revised.

Future Oil Prices

Oil forward price estimates are used in the cash flow model. Commodity prices have fluctuated widely in recent years due to global and regional factors including supply and demand fundamentals, inventory levels, exchange rates, weather, economic and geopolitical factors. The future oil prices used in the model are based on a forecast of crude oil prices by Parex's independent reserve evaluator.

Prices used at December 31, 2025 are as follows:

	2026	2027	2028	2029	2030	Thereafter
Brent ($US/bbl)	63.25	70.00	74.08	76.32	77.84	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	59.25	66.00	70.00	72.16	73.60	2% increase per year

Prices used at December 31, 2024 are as follows:

	2025	2026	2027	2028	2029	Thereafter
Brent ($US/bbl)	75.25	77.50	80.08	82.69	84.34	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	71.25	73.50	76.00	78.53	80.10	2% increase per year

Discount Rate

The Company assumed a discount rate in order to calculate the present value of its projected cash flows. The discount rate represented a weighted average cost of capital ("WACC") for comparable companies operating in similar industries, based on publicly available information. The WACC is an estimate of the overall required rate of return on an investment for both debt and equity owners and serves as the basis for developing an appropriate discount rate. Its determination requires separate analysis of the cost of equity and debt and considers a risk premium based on an assessment of risks related to the projected cash flows of the group of Colombia based CGUs whose revenues are denominated in USD. The after-tax discount rate used in performing the impairment test was 14% (year ended December 31, 2024 - 14%).

The fair value of the group of Colombian CGUs was in excess of its carrying value. Based on sensitivity analysis, no reasonably possible change in discount rate assumptions would cause the carrying amount of the group of Colombia CGUs to exceed its recoverable amount.

15. Oil and Natural Gas Sales and Other Revenue

The Company's oil and natural gas production sales is determined pursuant to the terms of the revenue agreements. The transaction price for crude oil and natural gas is based on the commodity price in the month of production, adjusted for quality, location, allowable deductions, if any, or other factors. Commodity prices are based on market indices that are determined on a monthly or daily basis.

The Company's oil and natural gas sales by product are as follows:

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Crude oil	**$**	**975,687**	$	1,267,178
Natural gas		**30,155**		12,851
Oil and natural gas sales	**$**	**1,005,842**	$	1,280,029

At December 31, 2025, receivables from contracts with customers, which are included in accounts receivable, were $72.3 million (December 31, 2024 - $77.1 million).

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure:

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Other Revenue	**$**	**9,826**	$	8,157

16. Other Expense

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Other Colombian taxes	**$**	**8,850**	$	1,611
Colombian tax credit purchased		**8,097**		—
Legal provisions		**8,625**		—
Loss on settlement of decommissioning liabilities		**147**		1,593
Loss on disposition of tangible assets		**500**		1,987
Other		**2,981**		1,036
Total other expense	**$**	**29,200**	$	6,227

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Non-cash other expense	**$**	**9,272**	$	3,580
Cash other expense		**19,928**		2,647
Total other expense	**$**	**29,200**	$	6,227

Legal provisions have been recognized in respect of estimated fines and penalties mainly arising from environmental regulatory disputes. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant legislation and the probability of enforcement outcomes. The timing of the outflows is expected within 10 years. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

17. Net Finance Expense

For the year ended December 31,	2025	2024
Bank charges and credit facility fees	**$ 4,748**	$ 3,673
Interest on bank debt	**2,765**	4,174
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**9,122**	9,206
Interest and other income	**(4,369)**	(4,315)
Bad debt expense	**3,442**	—
Expected credit loss (recovery) provision	**(53)**	67
Lease obligation interest expense	**365**	189
Other	**1,013**	1,099
Net finance expense	**$ 17,033**	$ 14,093

For the year ended December 31,	2025	2024
Non-cash finance expense	**12,511**	$ 9,273
Cash finance expense	**4,522**	4,820
Net finance expense	**$ 17,033**	$ 14,093

18. Cash Settled Share-Based Compensation Liabilities

Cash settled share-based compensation liabilities are comprised of the following:

	December 31, 2025	December 31, 2024
Long-term CosRSUs and CosPSUs payable	**$ 4,479**	$ 4,000
Long-term LDRSUs and LDPSUs payable	**2,820**	619
Long-term DSUs payable	**4,524**	3,535
Long-term CRSUs payable	**3,405**	1,399
Total cash settled share-based compensation payable	**$ 15,228**	$ 9,553

19. Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Additions	5,398	332	5,730
Settlements of obligations during the year	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Loss on settlement of obligations	1,593	—	1,593
Accretion expense	6,853	2,353	9,206
Change in estimate - inflation and discount rates	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Change in estimate - costs and timing of settlements	1,725	(8,342)	(6,617)
Foreign exchange gain	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Balance, December 31, 2024	**$ 68,469**	**$ 9,206**	**$ 77,675**
Additions	6,407	3,275	9,682
Property acquisitions - Note 11	702	118	820
Settlements of obligations during the year	(5,877)	(3,635)	(9,512)
Loss (gain) on settlement of obligations	596	(449)	147
Accretion expense	8,160	962	9,122
Change in estimate - inflation and discount rates	(6,197)	(1,192)	(7,389)
Change in estimate - costs and timing of settlements	2,216	1,490	3,706
Foreign exchange loss	3,087	1,827	4,914
Balance, December 31, 2025	**77,563**	**11,602**	**89,165**
Current obligation	(7,318)	(2,840)	(10,158)
Long-term obligation	**$ 70,245**	**$ 8,762**	**$ 79,007**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2025, the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $244.5 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 – $216.8 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 12.5% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2024 – 11.2% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2025 and 2024 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $7.3 million (December 31, 2024 – $11.7 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $29.7 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 – $24.6 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 12.5% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2024 – 11.2% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2025 and 2024 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $2.8 million (December 31, 2024 – $2.9 million) that is classified as a current obligation.

Sensitivities
A change to the assumed discount rate or inflation rate would have the following impact on the decommissioning and environmental liabilities:

		2025		2024	
As at December 31,	**Sensitivity Range**	**Increase**	**Decrease**	Increase	Decrease
Risk-free discount rate	+/- one percent	**$ (5,551)**	**$ 6,157**	$ (5,349)	$ 6,022
Inflation rate	+/- one percent	**$ 6,600**	**$ (6,013)**	$ 6,406	$ (5,702)

20. Share Capital

a) Issued and outstanding common shares

	Number of shares		Amount
Balance, December 31, 2023	103,811,718	$	660,817
Issued for cash – exercise of options	22,168		309
Allocation of contributed surplus – exercise of options	—		102
Repurchase of shares	(5,494,850)		(28,329)
Balance, December 31, 2024	98,339,036	$	632,899
Repurchase of shares	(2,364,900)		(11,837)
Balance, December 31, 2025	**95,974,136**	**$**	**621,062**

The Company has authorized an unlimited number of voting common shares without nominal or par value.

In 2025, no options were exercised (year ended December 31, 2024 - 22,168 options were exercised for proceeds of $0.3 million).

In 2025, the Company repurchased 2,364,900 common shares pursuant to its Normal Course Issuer Bid ("NCIB") for $26.5 million at an average cost per share of Cdn$15.37 (year ended December 31, 2024 - 5,494,850 common shares repurchased for $73.8 million at an average cost per share of Cdn$18.04). The cost to repurchase common shares at a price in excess of their average book value has been charged to retained earnings.

Dividends paid in 2025 were $107.7 million or Cdn$1.54 per share (year ended December 31, 2024 - $112.2 million or Cdn$1.53 per share) to shareholders on record for each dividend payment.

b) Stock options

The Company has a stock option plan which provides for the issuance of options to the Company's officers and certain employees to acquire common shares. The maximum number of options reserved for issuance under the stock option plan may not exceed 5% of the number of common shares issued and outstanding. The stock options vest over a three-year period and expire five years from the date of grant.

	Number of options	Weighted average exercise price Cdn$/option
Balance, December 31, 2023	690,645	23.32
Granted	248,842	21.06
Exercised	(22,168)	18.75
Forfeited	(17,890)	24.67
Balance, December 31, 2024	899,429	22.78
Granted	533,022	12.74
Forfeited	(178,843)	21.52
Balance, December 31, 2025	**1,253,608**	**18.69**

Stock options outstanding and the weighted average remaining life of the stock options at December 31, 2025 are as follows:

	Options outstanding			Options vested		
Exercise price Cdn$	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option
$12.74 - $16.90	518,558	4.18	12.74	—	—	—
$16.91 - $21.35	238,028	3.18	21.06	79,335	3.18	21.06
$21.36 - $22.71	153,009	0.11	21.69	153,009	0.11	21.69
$22.72 - $24.12	188,369	2.10	22.77	125,564	2.10	22.77
$24.13 - $27.02	155,644	1.09	27.00	155,644	1.09	27.00
	1,253,608	**2.80**	**18.69**	**513,552**	**1.37**	**23.47**

The fair value of each option granted is estimated on the date of grant using the Black-Scholes option pricing model with the following weighted average assumptions:

For the year ended December 31,	**2025**	2024
Risk-free interest rate (%)	**2.66**	3.67
Expected life (years)	**4**	4
Expected volatility (%)	**41**	47
Forfeiture rate (%)	**3**	3
Expected dividend yield (%)	**8.35**	10.56

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2025 was Cdn$1.68 per option (year ended December 31, 2024 – Cdn$5.10 per option). The weighted average share price on the exercise date for options exercised for the year ended December 31, 2024 was Cdn$22.14.

c) Equity settled share-based compensation

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Option expense	**$**	**714**	$	878
Total equity settled share-based compensation expense	**$**	**714**	$	878

21. Cash Settled Incentive Plans

a) Cash or share settled Restricted Share Units and Performance Share Units ("CosRSUs and CosPSUs")

The Company has in place a Cash or share settled RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of RSUs and PSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise or the employee can elect to receive the award in Parex common shares. CosRSUs and CosPSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date.

CosRSUs:	Number of CosRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CosRSU
Balance, December 31, 2023	1,236,515	—
Granted[(1)]	683,101	—
Exercised	(593,565)	—
Forfeited	(163,799)	—
Balance, December 31, 2024	1,162,252	—
Granted[(1)]	1,037,144	—
Exercised	(569,595)	—
Forfeited	(133,366)	—
Balance, December 31, 2025	**1,496,435**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

CosPSUs:	Number of CosPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CosPSU
Balance, December 31, 2023	821,865	—
Granted[(1)]	151,779	—
Granted by performance factor	57,567	—
Exercised	(345,774)	—
Forfeited	(2,850)	—
Balance, December 31, 2024	682,587	—
Granted[(1)]	156,917	—
Granted by performance factor	40,596	—
Exercised	(303,208)	—
Forfeited	(28,793)	—
Balance, December 31, 2025	**548,099**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at December 31, 2025, no CosRSUs and CosPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2025 was Cdn$12.84 per CosRSU and CosPSU (year ended December 31, 2024 - Cdn$20.75 per CosRSU and CosPSU). The weighted average share price on the exercise date for CosRSUs and CosPSUs exercised in 2025 was Cdn$13.81 (year ended December 31, 2024 – Cdn$21.72).

Pursuant to the cash or share settled restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted performance share units to certain employees. The CosPSUs vest three years after the grant date. CosPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a predetermined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs eligible to vest at the end of the performance period. In March 2025 the board of directors approved a multiplier of 1.15X be applied to the 2022 CosPSU grant resulting in 40,596 CosPSUs issued. In March 2024 the board of directors approved a multiplier of 1.25X be applied to the 2021 CosPSU grant resulting in 57,567 CosPSUs issued.

Obligations for payments of cash under the CosRSUs and CosPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at December 31, 2025, the total CosRSUs and CosPSUs liability accrued is $18.8 million (December 31, 2024 - $11.2 million) of which $4.5 million (December 31, 2024 - $4.0 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

b) Long Duration Restricted Share Units and Performance Share Units ("LDRSUs and LDPSUs")

In May 2024, Parex put in place a long duration RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of LDRSUs and LDPSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise, or the employee can elect to receive the award in common shares. LDRSUs vest over a three-year period and expire 10 years from the date of grant. LDPSUs vest three years after the grant date and expire 10 years from the date of grant.

LDRSUs:	Number of LDRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/LDRSU
Balance, December 31, 2023	—	—
Granted[(1)]	154,383	—
Forfeited	(51,888)	—
Balance, December 31, 2024	102,495	—
Granted[(1)]	208,953	—
Balance, December 31, 2025	**311,448**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

LDPSUs:	Number of LDPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/LDPSU
Balance, December 31, 2023	—	—
Granted[(1)]	208,577	—
Balance, December 31, 2024	208,577	—
Granted[(1)]	414,321	—
Balance, December 31, 2025	**622,898**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at December 31, 2025, 38,421 LDRSUs and no LDPSUs were vested. As at December 31, 2024, no LDRSUs and LDPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2025 was Cdn$12.74 per LDRSU and LDPSU (year ended December 31, 2024 - Cdn$21.06 per LDRSU and LDPSU).

Pursuant to the long duration restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted performance share units to certain employees. The LDPSUs vest three years after the grant date and expire 10 years after the grant date. LDPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to LDPSUs eligible to vest at the end of the performance period.

Obligations for payments of cash under the LDRSUs and LDPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of LDRSUs and LDPSUs. The fair value of LDRSUs and LDPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at December 31, 2025, the total LDRSUs and LDPSUs liability accrued is $4.0 million (December 31, 2024 - $0.9 million) of which $2.8 million (December 31, 2024 - $0.6 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

c) Deferred share units ("DSUs")

The Company has in place a deferred share unit plan pursuant to which the Company may grant deferred shares to all non-employee directors. The deferred share units vest immediately and are settled in cash upon the retirement of the non-employee director from the Parex Board. The value of the DSUs at the exercise date is equivalent to the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the exercise date. DSUs can only be redeemed following retirement from the Board of Directors of the Company in accordance with the terms of the DSU Plan. The DSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of DSU's	Weighted average exercise price Cdn$/DSU
Balance, December 31, 2023	313,294	—
Granted[(1)]	57,382	—
Exercised on board retirement	(21,864)	—
Balance, December 31, 2024	348,812	—
Granted[(1)]	128,621	—
Exercised on board retirement	(68,767)	—
Balance, December 31, 2025	**408,666**	—

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The fair value at the grant date is equivalent to the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the grant date. The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2025 was Cdn$12.07 per DSU (year ended December 31, 2024 - Cdn$23.87 per DSU). The weighted average share price on the exercise date for DSUs exercised in 2025 was Cdn$18.12 (year ended December 31, 2024 – Cdn$18.43).

Given the DSUs vest immediately, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately based on the fair value of the DSU. As at December 31, 2025, the total DSUs liability accrued is $5.5 million (December 31, 2024 - $3.5 million) of which $4.5 million (December 31, 2024 - $3.5 million) is classified as long-term in accordance with the terms of the DSU plan.

d) Cash settled restricted share units ("CRSUs")

Parex Colombia has a cash settled restricted share unit plan that provides for the issuance of CRSUs to certain employees of Parex Colombia. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise. CRSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of CRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/CRSU
Balance, December 31, 2023	679,112	—
Granted[(1)]	569,740	—
Exercised	(350,201)	—
Forfeited	(87,975)	—
Balance, December 31, 2024	810,676	—
Granted[(1)]	1,008,076	—
Exercised	(371,742)	—
Forfeited	(88,248)	—
Balance, December 31, 2025	**1,358,762**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The weighted average fair value at the grant date for the year ended December 31, 2025 was Cdn$12.81 per CRSU (year ended December 31, 2024 - Cdn$20.96 per CRSU). The weighted average share price on the exercise date for CRSUs exercised in 2025 was Cdn$14.04 (year ended December 31, 2024 – Cdn$21.44).

Obligations for payments of cash under the CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at December 31, 2025, the total CRSUs liability accrued is $9.3 million (December 31, 2024 - $4.4 million) of which $3.4 million (December 31, 2024 - $1.4 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

e) Cash settled share-based compensation

For the year ended December 31,		2025		2024
CosRSUs and CosPSUs expense	**$**	**16,299**	$	1,695
LDRSUs and LDPSUs expense		**3,196**		851
DSUs expense (recovery)		**2,859**		(2,085)
CRSUs expense		**7,448**		123
Total cash settled share-based compensation expense	**$**	**29,802**	$	584
Cash payments made upon exercise	**$**	**12,784**	$	20,647

22. Income Tax

The components of tax expense for 2025 and 2024 were as follows:

For the year ended December 31,		2025		2024
Current tax expense	**$**	**34,121**	$	89,492
Adjustments in respect of prior period		**(619)**		897
Total current tax expense	**$**	**33,502**	$	90,389
Deferred tax (recovery) expense		**(53,779)**		158,203
Total tax (recovery) expense	**$**	**(20,277)**	$	248,592

In December 2021, the Organization for Economic Co-operation and Development ("OECD") issued model rules for a new global minimum tax framework ("Pillar Two"). In May 2023, the IASB issued amendments to IAS 12 Income Taxes ("IAS 12") to address Pillar Two, which provide clarity on the impacts and additional disclosure requirements once the legislation is substantively enacted. The impact of Pillar Two has been considered and assessed. Based on the analysis performed, the Company is not expected to be subject to any additional tax liabilities under the Pillar Two legislation. As a result, no Pillar Two impacts have been recognized in the deferred tax calculations.

Factors affecting tax expense for the year

The standard Colombian corporate income tax rate for 2025 was 35%. An additional surtax between 5-15% may apply when certain conditions are met, as Parex is an oil producing entity under Colombian law. This surtax was not applicable in 2025 due to Brent crude prices relative to historical averages; accordingly, the Company's total Colombian corporate income tax rate for 2025 was 35% (year ended December 31, 2024 – 45%). The following is a reconciliation of income taxes calculated at the Colombian corporate tax rate to the tax expense for 2025 and 2024:

For the year ended December 31,		2025		2024
Income before tax	**$**	**234,806**	$	309,272
Income before tax multiplied by the standard rate of Colombian corporate tax of 35% (2024 – 45%)		**82,182**		139,172
Effects of:				
Income taxes recorded at rates different from the Colombian tax rate		**13,173**		1,321
Impact of Colombian tax rate changes		**8,572**		(2,661)
Non-deductible expense and other permanent differences		**(12,240)**		(9,669)
Share-based compensation		**164**		202
Adjustment in respect of prior period		**(1,515)**		(364)
Foreign exchange impact on tax pools denominated in foreign currency		**(120,553)**		119,158
Change in unrecognized deferred tax assets		**9,940**		1,433
Total tax (recovery) expense	**$**	**(20,277)**	$	248,592

Colombian current tax rates are as follows: 35% for 2025 and thereafter plus an applicable surtax for Colombian oil producing companies of between 0% to 15% dependent on the price of Brent crude relative to historical averages.

The analysis of deferred income tax assets as follows:

	December 31, 2025	December 31, 2024
Deferred tax assets to be settled within 12 months	**$ 1,965**	$ 1
Deferred tax assets to be settled after more than 12 months	**164,678**	103,535
Deferred income tax assets	**$ 166,643**	$ 103,536

The analysis of deferred income tax liabilities as follows:

	December 31, 2025	December 31, 2024
Deferred tax liabilities to be settled within 12 months	**$ 531**	$ —
Deferred tax liabilities to be settled after more than 12 months	**$ 23,859**	15,061
Deferred income tax liability	**$ 24,390**	$ 15,061
Net deferred tax (asset)	**$ (142,253)**	$ (88,475)

The deferred income tax liabilities and assets to be settled (recovered) within 12 months represents management's estimate of the timing of the reversal of temporary differences and does not correlate to the current income tax expense of the subsequent year.
The movement during the year in the deferred income tax liabilities and the net components is as follows:

Deferred Tax (Liability)	**December 31, 2025**	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2024	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ (20,720)**	**$ (5,659)**	$ (15,061)	$ (15,061)
Other	**(3,670)**	**(3,670)**	**—**	—
Balance, end of year	**$ (24,390)**	**$ (9,329)**	$ (15,061)	$ (15,061)

The movement during the year in the deferred income tax assets and the net components is as follows:

Deferred Tax Asset	**December 31, 2025**	Charged (credited) to the statement of comprehensive income	December 31, 2024	Charged (credited) to the statement of comprehensive income
PP&E	**$ 111,309**	**$ 47,573**	$ 63,736	$ (128,796)
Loss carry forwards	**5,588**	**5,588**	—	—
Decommissioning liability	**38,341**	**4,941**	33,400	(7,765)
Other	**11,405**	**5,006**	6,400	(6,581)
Balance, end of year	**$ 166,643**	**$ 63,108**	$ 103,536	$ (143,142)

The Company has losses as well as other cumulative tax deductions in excess of book value in Canada available to reduce future taxable income in future years. At December 31, 2025, the deferred tax asset amount recorded in Canada is $6.0 million (December 31, 2024 - $3.0 million). The Company did not recognize deferred income tax assets on capital losses and other items in Canada of $35.0 million (December 31, 2024 - $32.0 million) and Switzerland of $7.0 million (December 31, 2024 - nil). Non-capital losses in Canada expire in 20 years and capital losses carry-forward indefinitely. Non-capital losses in Switzerland expire in 7 years and in Colombia expire in 12 years. Amounts denominated in foreign currency have been translated at the December 31, 2025 exchange rate. At December 31, 2025, the Company had the following losses carry-forward:

	Year of expiry			
	2032	**2037**	**Indefinitely**	**Total**
Switzerland	$ 63,000	—	—	63,000
Colombia	—	12,994	—	12,994
Canada	—	—	183,216	$ 183,216
Total	**$ 63,000**	**$ 12,994**	**$ 183,216**	**$ 259,210**

Earnings retained by subsidiaries amounted to $964.4 million at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $1,681.2 million). No provision has been made for withholding and other taxes that would become payable on the distribution of these earnings as it is not expected that they will be remitted in the foreseeable future.

23. Net income per Share

a) Basic net income per share

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Net income				
Net income for the purpose of basic net income per share	**$**	**255,083**	$	60,680
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)		**97,176**		101,414
Basic net income per share	**$**	**2.62**	$	0.60

b) Diluted net income per share

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Net income				
Net income used to calculate diluted net income per share	**$**	**255,083**	$	60,680
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000's)		**97,176**		101,414
Dilutive effect of share options and RSUs on potential common shares		**47**		—
Weighted average number of shares for the purposes of diluted net income per share		**97,223**		101,414
Diluted net income per share	**$**	**2.62**	$	0.60

For the year ended December 31, 2025, 827,396 stock options (December 31, 2024 - 897,633) were excluded from the diluted weighted average shares calculation as they were anti-dilutive.

24. Supplemental Disclosure of Cash Flow Information

a) Reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents

The following table provides a reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents to the amounts shown in the consolidated statement of cash flows:

For the year ended December 31,		**2025**		2024		2023
Cash and cash equivalents	**$**	**58,328**	$	98,022	$	140,352
Restricted cash and cash equivalents - current		**5,424**		581		—
Restricted cash and cash equivalents - long-term[(1)]		**191**		3,184		3,556
Total	**$**	**63,943**	$	101,787	$	143,908

(1) Included in Other long-term assets on the consolidated balance sheet.

b) Net change in assets and liabilities

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Accounts receivable	**$**	**4,357**	$	35,881
Prepaids and other current assets		**15,685**		15,948
Marketable securities		**(45,090)**		—
Crude oil inventory		**(2,310)**		2,237
Current income tax receivable/payable		**(34,768)**		(4,583)
Accounts payable and accrued liabilities		**84,831**		(129,321)
Depletion related to crude oil inventory		**796**		(533)
Decommissioning and environmental liabilities		**(9,512)**		(10,273)
Net change in assets and liabilities	**$**	**13,989**	$	(90,644)
Operating	**$**	**(30,229)**	$	(52,318)
Investing		**45,150**		(39,775)
Financing		**(932)**		1,449
Net change in assets and liabilities	**$**	**13,989**	$	(90,644)

c) Interest and taxes paid

For the year ended December 31,		2025		2024
Cash interest paid	**$**	**2,753**	$	4,265
Cash income taxes paid	**$**	**1,178**	$	—

25. Employee Salaries and Benefit Expenses

For the year ended December 31,		2025		2024
Salaries, bonuses and other short-term benefits	**$**	**61,525**	$	54,218
Equity settled share-based compensation		**714**		878
Cash settled share-based compensation		**29,802**		584
Total	**$**	**92,041**	$	55,680

Employee salaries, bonuses and short-term benefits are included in general and administrative expense in the consolidated statements of comprehensive income. Stock options, CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs, LDPSUs, CRSUs and DSUs expense are included in share-based compensation expense in the consolidated statements of comprehensive income.

26. Capital Management

The Company's strategy is to maintain a strong capital base in order to provide flexibility in the future development of the business and maintain the confidence of investors and capital markets.

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at December 31, 2025 had a borrowing base in the amount of $240.0 million (December 31, 2024 - $240.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2025, $33.0 million (December 31, 2024 - $60.0 million) was drawn on the credit facility.

At December 31, 2025, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $235.1 million (December 31, 2024 - $160.7 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks (see note 29 - Commitments and Contingencies).

As at December 31, 2025, the Company's net working capital surplus was $28.0 million (December 31, 2024 - $59.4 million surplus).

The Company has the ability to adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure at this time to include shareholders' equity, the credit facility and its working capital. As at December 31, 2025 shareholders' equity was $1,952.9 million (December 31, 2024 - $1,831.3 million).

27. Financial Instruments and Risk Management

The Company's non-derivative financial instruments recognized on the consolidated balance sheet consist of cash, accounts receivable, marketable securities, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity. The fair value of the revolving credit facility is equal to its carrying amount as the facility bears interest at floating rates and the credit spreads within the facility are indicative of market rates.

Long-term financial instruments of the Company carried on the consolidated balance sheet are carried at amortized cost. Financial derivative instruments, specifically fixed price contracts, are carried at fair value.

The fair value of the Company's financial derivative instruments are quoted in active markets. The Company classifies the fair value of these transactions according to the following hierarchy:

Level 1 – quoted prices in active markets for identical financial instruments.

Level 2 – quoted prices for similar instruments in active markets; quoted prices for identical or similar instruments in markets that are not active; and model-derived valuations in which all significant inputs and significant value drivers are observable in active markets.
Level 3 – valuations derived from valuation techniques in which one or more significant inputs or significant value drivers are unobservable.

The Company's marketable securities have been classified as level 1 based on the fair value hierarchy described above. Their fair value is determined using quoted market prices at each reporting date.

The Company's financial derivative instruments have been classified as level 2 based on the fair value hierarchy described above. The Company uses the following techniques to determine the fair value measurements: Crude oil and foreign currency contracts are recorded at their estimated fair value based on the difference between the contracted price and the period end forward price for the same commodity and foreign currency, using quoted market prices or the period end forward price for the same commodity and foreign currency, extrapolated to the end of the contract term.

As at December 31, 2025, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Canadian dollar and COP against the US dollar would have decreased (increased) net income by approximately $8.7 million.

a) Credit risk

Credit risk is the risk of loss associated with the inability of a third party to fulfill its payment obligations. The Company is exposed to the risk that third parties that owe it money do not meet their obligations. The Company assesses the financial strength of its joint venture partners and oil marketing counterparties in its management of credit exposure.

The Company for the year ended December 31, 2025 had the majority of its oil sales to one counterparty. Accounts receivable balance as at December 31, 2025 are substantially made up of receivables with customers in the oil and gas industry and are subject to normal industry credit risks. The Company historically has not experienced any collection issues with its crude oil customers.

As at December 31, 2025 and 2024 the Company's accounts receivable are aged as follows:

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Current (less than 90 days)	**$**	**78,329**	$	82,686
Past due (more than 90 days)		**—**		—
Total	**$**	**78,329**	$	82,686

For the year ended December 31, 2025 the Company recorded a provision for unrecoverable advances to a supplier for materials in the amount of $3.4 million.

None of the Company's receivables are impaired at December 31, 2025. The maximum credit risk exposure associated with accounts receivable is the total carrying value.

b) Liquidity risk

The Company's approach to managing liquidity risk is to have sufficient cash and/or credit facilities to meet its obligations when due. Management typically forecasts cash flows for a period of 12 to 36 months to identify any financing requirements. Liquidity is managed through daily and longer-term cash, debt and equity management strategies. These include estimating future cash generated from operations based on reasonable production and pricing assumptions, estimating future discretionary and non-discretionary capital expenditures and assessing the amount of equity or debt financing available. The Company is committed to maintaining a strong balance sheet and has the ability to change its capital program based on expected operating cash flows. The balance drawn on the Company's $240.0 million credit facility at December 31, 2025 was $33.0 million (December 31, 2024 - $240.0 million facility, $60.0 million drawn).

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2025:

	Less than 1 year	**1-3 Years**	**4-5 Years**	**Thereafter**		**Total**
Accounts payable and accrued liabilities	212,081	—	—	7,143	$	219,224
Bank debt including interest	—	36,181	—	—		36,181
Lease obligation	1,331	7,814	—	—		9,145
Cash settled share-based compensation payable	22,397	15,228	—	—		37,625
Total	**$ 235,809**	**59,223**	**—**	**7,143**	**$**	**302,175**

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2024:

	Less than 1 year	1-3 Years	4-5 Years	Thereafter	Total
Accounts payable and accrued liabilities	$ 159,773	—	—	—	$ 159,773
Derivative financial instruments	1,160	—	—	—	1,160
Bank debt including interest	—	66,287	—	—	66,287
Lease obligation	581	4,622	—	—	5,203
Cash settled share-based compensation payable	10,377	9,553	—	—	19,930
Total	$ 171,891	80,462	—	—	$ 252,353

c) Commodity price risk

The Company is exposed to commodity price movements as part of its operations, particularly in relation to the prices received for its oil production. Crude oil is sensitive to numerous worldwide factors, many of which are beyond the Company's control. Changes in global supply and demand fundamentals in the crude oil market and geopolitical events can significantly affect crude oil prices. Consequently, these changes could also affect the value of the Company's properties, the level of spending for exploration and development and the ability to meet obligations as they come due. The Company's oil production is sold under short-term contracts, exposing it to the risk of near-term price movements.

As at December 31, 2025, the Company had no commodity price risk management contracts in place.

The following is a summary of the commodity price risk management contracts entered into subsequent to December 31, 2025:

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Call strike price	Put Strike	Low Put Strike	Premium
January 1, 2026 to January 31, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$55.00	$0.65
April 1, 2026 to April 30, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—
May 1, 2026 to May 31, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—
June 1, 2026 to June 30, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—

The table below summarizes the loss on the commodity price risk management contracts that were in place during the years ended December 31, 2025 and 2024:

For the year ended December 31,	2025	2024
Premiums paid on commodity price risk management contracts	**$ 7,935**	$ —
Unrealized (gain) loss on commodity price risk management contracts	**(1,160)**	1,160
Realized gain on commodity price risk management contracts	**(5,356)**	—
Total	**$ 1,419**	$ 1,160

d) Foreign currency risk

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in Canadian dollars (Cdn$) and Colombian pesos (COP$) while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in US dollars.

As at December 31, 2025, the Company had no foreign currency risk management contracts in place.

The following is a summary of the foreign currency risk management contracts entered into subsequent to December 31, 2025:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount USD	Strike Price COP	Max compensation
January 16, 2026 to December 15, 2026	COP	Collar with limited compensation	$99,000,000	3,700-4,200	800

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the years ended December 31, 2025 and 2024:

For the year ended December 31,		2025		2024
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**$**	**(8,998)**	$	—
Total	**$**	**(8,998)**	$	—

e) Market risk

Parex is exposed to market risk associated with its marketable securities, including the GeoPark Shares, primarily driven by changes in the market price and liquidity of the securities. The market price of the GeoPark Shares may be volatile and could be adversely affected by general market conditions, the investee's performance and disclosures, oil and gas commodity prices, interest and foreign exchange rates, geopolitical developments in the investee's areas of operation, and other factors beyond the Company's control.

28. Segmented Information

The Company has foreign subsidiaries, and the following segmented information is provided:

For the year ended December 31, 2025	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 1,005,842	$ 1,005,842
Royalties	—	(126,752)	(126,752)
Net revenue	—	879,090	879,090
Other revenue	—	9,826	9,826
Commodity risk management contracts (loss)	—	(1,419)	(1,419)
Revenue	—	887,497	887,497
Expenses			
Production	—	225,543	225,543
Transportation	—	76,444	76,444
Purchased oil	—	162	162
General and administrative	34,400	36,926	71,326
Impairment of exploration and evaluation assets	—	11,140	11,140
Impairment of property, plant and equipment assets	—	—	—
Impairment of long-term inventory	—	6,470	6,470
Equity settled share-based compensation expense	714	—	714
Cash settled share-based compensation expense	22,354	7,448	29,802
Depletion, depreciation and amortization	3,053	197,352	200,405
Other expense	—	29,200	29,200
Foreign exchange gain	(466)	(10,466)	(10,932)
Unrealized gain on marketable securities	(4,616)	—	(4,616)
	55,439	580,219	635,658
Finance (income)	(467)	(3,902)	(4,369)
Finance expense	6,084	15,318	21,402
Net finance expense	5,617	11,416	17,033
Income (loss) before taxes	(61,056)	295,862	234,806
Current tax expense (recovery)	(427)	33,929	33,502
Deferred tax (recovery)	(3,177)	(50,602)	(53,779)
Net income (loss)	**$ (57,452)**	**$ 312,535**	**$ 255,083**
Capital assets (end of year)	$ 7,207	$ 1,654,131	$ 1,661,338
Capital expenditures	$ 1,340	$ 308,985	$ 310,325
Total assets (end of year)	$ 69,132	$ 2,271,960	$ 2,341,092

For the year ended December 31, 2024	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 1,280,029	$ 1,280,029
Royalties	—	(201,418)	(201,418)
Net revenue	—	1,078,611	1,078,611
Other revenue	—	8,157	8,157
Commodity risk management contracts (loss)	—	(1,160)	(1,160)
Revenue	—	1,085,608	1,085,608
Expenses			
Production	—	255,278	255,278
Transportation	—	65,745	65,745
Purchased oil	—	904	904
General and administrative	37,435	31,473	68,908
Impairment of exploration and evaluation assets	—	54,085	54,085
Impairment of property, plant and equipment assets	—	78,417	78,417
Impairment of long-term inventory	—	10,000	10,000
Equity settled share-based compensation expense	878	—	878
Cash settled share-based compensation expense	461	123	584
Depletion, depreciation and amortization	2,735	213,035	215,770
Other expense	—	6,227	6,227
Foreign exchange loss	705	4,742	5,447
	42,214	720,029	762,243
Finance (income)	(832)	(3,483)	(4,315)
Finance expense	6,173	12,235	18,408
Net finance expense	5,341	8,752	14,093
Income (loss) before taxes	(47,555)	356,827	309,272
Current tax expense (recovery)	(3,124)	93,513	90,389
Deferred tax expense	3,796	154,407	158,203
Net income (loss)	**$ (48,227)**	**$ 108,907**	**$ 60,680**
Capital assets (end of year)	$ 8,919	$ 1,527,310	$ 1,536,229
Capital expenditures	$ 3,820	$ 343,875	$ 347,695
Total assets (end of year)	$ 54,088	$ 2,100,974	$ 2,155,062

For the year ended December 31, 2025, the Company had one external customer (year ended December 31, 2024 - two external customers), in the oil and gas industry that subject to normal industry credit risks, constituted more than 10% of commodity sales from production. Sales to these customers totaled $695.3 million for the year ended December 31, 2025, and $1,082.5 million for the year ended December 31, 2024, respectively.

29. Commitments and Contingencies

a) Colombia

At December 31, 2025, performance guarantees were in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") joint venture blocks in the amount of $235.1 million (December 31, 2024 - $160.7 million) to support the exploration work commitments on its Colombian concessions. The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

The value of the Company's exploration commitments as at December 31, 2025 in respect of the Colombia work commitments under E&P contracts, joint venture farm-in arrangements and business collaboration agreements are estimated to be as follows:

(000s)		
2026	$	59,737
2027		130,645
2028		100,515
2029		5,845
2030		—
Thereafter		456,746
Total	**$**	**753,488**

b) Operating leases

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will impact the Company's future operations and liquidity. These commitments include leases for office space and accommodations.

The existing minimum lease payments for office space and accommodations at December 31, 2025 are as follows:

(000s)		Total	2026	2027	2028	2029	2030	Thereafter
Office and accommodations	$	6,966	2,987	2,034	778	778	389	—

30. Related Party Disclosures

a) Significant Subsidiaries

The consolidated financial statements include the financial statements of Parex Resources Inc. at December 31, 2025 and 2024. Transactions between subsidiaries are eliminated upon consolidation.

b) Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

For the year ended December 31,		**2025**		2024
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**4,306**	$	4,356
Equity settled share-based compensation		**439**		478
Cash settled share-based compensation		**4,568**		5,846
Total	**$**	**9,313**	$	10,680

c) Other transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2025 and 2024.

31. Subsequent Events

NCIB

On January 22, 2026, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 9,407,490 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2027.

Proposal

On February 23, 2026, the Company announced that it has submitted an acquisition proposal (the "Proposal") to the Board of Directors of Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") to acquire all of Frontera's Colombian upstream business in an all-cash offer for consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million.

Binding Proposal

On March 2, 2026, the Company submitted a binding acquisition proposal (the "Binding Proposal") to the Board of Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") to acquire all of Frontera's Colombian upstream business in an all-cash offer for consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million. On the same day, Frontera provided an update on the previously-announced non-binding proposal by Parex, acknowledging receipt of a binding offer of $525 million and awaiting confirmation of certain terms.



MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS

The following Management's Discussion and Analysis ("MD&A") of the financial condition and results of operations of Parex Resources Inc. ("Parex" or the "Company") for the three months and years ended December 31, 2025 and 2024 is dated March 3, 2026 and should be read in conjunction with the audited consolidated financial statements as at and for the years ended December 31, 2025 and 2024 (the "audited consolidated financial statements"). The audited consolidated financial statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS"), representing generally accepted accounting principles ("GAAP") for publicly accountable enterprises in Canada.

Additional information related to Parex is included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities, including the Company's Annual Information Form dated March 3, 2026 (the "AIF"), and may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

All financial amounts are in United States (US) dollars unless otherwise stated.

Company Profile

Parex is one of the largest independent oil and gas companies in Colombia, focusing on sustainable conventional production. The Company's corporate headquarters are in Calgary, Canada, with an operating office in Bogotá, Colombia. Parex shares trade on the Toronto Stock Exchange under the symbol PXT.

Abbreviations

Refer to the final page of the MD&A for commonly used abbreviations in the document. Refer to the Advisory on Forward-Looking Statements and Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory.

References to crude oil or natural gas production in this MD&A refer to the light and medium crude oil and heavy crude oil and conventional natural gas, respectively, product types as defined in National Instrument 51-101 - *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101").*

2025 Highlights

- Crude oil and natural gas production for the year averaged 44,701 boe/d, achieving annual guidance range of 43,000 to 47,000 boe/d, compared to 2024 average production of 49,924 boe/d. Refer to "Consolidated Results of Operations" for production split by product type.
- Realized net income of $255.1 million ($2.62 per share basic), compared to net income of $60.7 million ($0.60 per share basic) in 2024. The increase from the prior year is largely related to a decrease in tax expense and impairment expense, partially offset by a decrease in oil revenues from lower oil volumes sold and a decrease in realized sales price.
- Generated annual funds flow provided by operations ("FFO")[(1)] of $455.0 million ($4.68 per share basic[(2)]), compared to $622.2 million ($6.14 per share basic[(2)]) in 2024.
- Produced an operating netback of $35.52boe[(2)] (2024 - $41.30/boe[(2)]) and an FFO netback of $28.00/boe[(2)] (2024 - $33.95/boe[(2)]) from an average Brent crude oil price of $68.19/bbl (2024 - $79.86/bbl).
- Incurred capital expenditures[(3)] of $310.3 million (2024 - $347.7 million).
- Generated $144.7 million of free funds flow[(3)] that was used for return of capital initiatives and $27.0 million of bank debt repayment; at December 31, 2025, bank debt was $33.0 million; working capital surplus[(1)] was $28.0 million and cash was $58.3 million.
- Paid a C$1.54 per share[(4)] regular dividend and repurchased 2,364,900 shares pursuant to the Company's normal course issuer bid ("NCIB"). A total of $134.2 million was returned to shareholders through dividends of $107.7 million and share repurchases of $26.5 million.

Three Months Ended December 31, 2025 ("fourth quarter" or "Q4") Highlights

- Crude oil and natural gas production in Q4 2025 averaged 48,606 boe/d. Average production in 2025 increased 7% compared to 2024 average production of 45,297 boe/d. Refer to "Consolidated Results of Operations" for production split by product type.
- Recognized net income of $74.9 million ($0.78 per share basic) compared to a net loss of $69.1 million ($0.70 per share basic) in 2024. The increase from the prior year is largely related to a decrease in tax expense and impairment expense.
- Generated quarterly FFO(1) of $122.9 million ($1.28 per share basic(2)), compared to $141.2 million ($1.43 per share basic(2)) in the fourth quarter of 2024.
- Produced an operating netback(2) of $32.10/boe (Q4 2024 - $34.90/boe) and an FFO netback(2) of $28.19/boe (Q4 2024 - $32.39/boe) from an average Brent crude oil price of $63.08/bbl (2024 - $74.01/bbl).
- Generated $38.3 million of free funds flow(3) that was used for return of capital initiatives.
- Paid a C$0.385 per share(4) regular quarterly dividend and repurchased 580,000 shares pursuant to the Company's NCIB.

(1) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Financial Summary

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
(Financial figures in $000s except per share amounts)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,835**	9,550	**11,635**	8,850	8,417
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**32,267**	34,882	**31,887**	40,336	45,163
Average oil production (bbl/d)(1)	**47,102**	44,432	**43,522**	49,186	53,580
Average conventional natural gas production (mcf/d)(1)	**9,024**	5,190	**7,071**	4,428	4,656
Average oil and natural gas production (boe/d)	**48,606**	45,297	**44,701**	49,924	54,356
Production split (% crude oil)	**97**	98	**97**	99	99
Oil and natural gas sales price ($/boe)(6)	**57.05**	63.73	**61.90**	69.80	70.71
Operating netback ($/boe)(1)	**32.10**	34.90	**35.52**	41.30	44.55
Oil and natural gas sales	**248,713**	277,824	**1,005,842**	1,280,029	1,408,703
Funds flow provided by operations(7)	**122,922**	141,201	**454,985**	622,233	667,782
Per share – basic(1)(3)	**1.28**	1.43	**4.68**	6.14	6.29
Per share – diluted(1)(3)	**1.28**	1.43	**4.68**	6.14	6.28
Net income (loss)	**74,865**	(69,051)	**255,083**	60,680	459,309
Per share – basic(3)	**0.78**	(0.70)	**2.62**	0.60	4.32
Per share – diluted(3)	**0.78**	(0.70)	**2.62**	0.60	4.32
Dividends paid	**26,853**	26,658	**107,671**	112,184	118,676
Per share – Cdn$(3)(6)	**0.385**	0.385	**1.54**	1.53	1.50
Shares repurchased	**7,644**	16,408	**26,514**	73,789	105,068
Number of shares repurchased (000s)	**580**	1,692	**2,365**	5,495	5,628
Capital expenditures(2)	**84,620**	82,110	**310,325**	347,695	483,343
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**(7,678)**	(2,569)	**(17,578)**	4,773	39,430
Free funds flow (2)	**38,302**	59,091	**144,660**	274,538	184,439
EBITDA(2)	**104,764**	(10,419)	**481,444**	545,362	650,829
Adjusted EBITDA(2)	**128,653**	137,312	**512,937**	720,089	817,280
Total assets (end of period)	**2,341,092**	2,155,062	**2,341,092**	2,155,062	2,415,327
Working capital surplus (end of period)(4)(7)	**28,027**	59,397	**28,027**	59,397	79,027
Bank debt (end of period)(5)	**33,000**	60,000	**33,000**	60,000	90,000
Weighted average shares outstanding (000s)					
Basic	**96,239**	99,063	**97,176**	101,414	106,247
Diluted	**96,374**	99,063	**97,223**	101,414	106,295
Outstanding shares (end of period) (000s)	**95,974**	98,339	**95,974**	98,339	103,812

(1) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(4) Working capital calculation does not take into consideration the undrawn amount available under the syndicated bank credit facility.
(5) Syndicated bank credit facility borrowing base of $240.0 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $240.0 million).
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(7) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

2025 Guidance vs Actuals

The table below is a summary of Parex's annual guidance for 2025 and a review of actual results:

Category	2025 Guidance (January 14, 2025)	2025 Actuals	% variance from 2025 Guidance - midpoint
Brent Crude Oil Average Price ($/bbl)	70	**68**	(3)
Average Production (boe/d)[1]	43,000-47,000	**44,701**	(1)
Funds Flow Provided by Operations Netback ($/boe)[3]	26-28	**28**	4
Funds Flow Provided by Operations ($ millions)[4]	425-465	**455**	2
Capital Expenditures ($ millions)[2]	285-315	**310**	3
Free funds Flow (mid-points) ($ millions)[2]	145	**145**	—
Current tax effective rate on FFO midpoint (%)[5]	3-6%	**7%**	40

(1) Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(5) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

In 2025, Brent crude prices were slightly below Parex's guidance. Average production volumes were within the guidance range, slightly below the midpoint, and capital expenditures were also within the budgeted range, consistent with midpoint production levels. Funds flow provided by operations and FFO netback were near the upper end of the 2025 guidance range, primarily due to favourable Vasconia differentials and lower than expected operated production expense. Lower operated production expense was driven by increased production from development activities, the LLA-32 tuck-in acquisition and new production from LLA-74, which improved fixed cost absorption, in addition to corporate efficiency initiatives implemented to reduce fixed and variable production costs.

Return of Capital to Shareholders

Parex looks to provide competitive return of capital to shareholders through dividends and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide a total shareholder return. In 2025 Parex bought back 2% of its outstanding shares under the Company's NCIB and paid an annual dividend of C$1.54, which delivered a total return of capital of $134.2 million to shareholders during the year.

2026 Guidance

The following table summarizes the Company's 2026 annual guidance:

Category	2026 Guidance (January 19, 2026)
Brent Crude Oil Average Price ($/bbl)	60
Average Production (boe/d)[1]	45,000-49,000
Funds Flow provided by operations netback ($/boe)[1][3]	23-24
Funds flow provided by operations ($ millions)[4]	385-420
Capital Expenditures ($ millions)[1][2]	280-320
Free funds flow (mid-point) ($ millions)[1][2]	105
Current tax effective rate on FFO midpoint (%)[1][5]	1-3%

(1) See the Company's January 19, 2026 news release for additional details on 2026 corporate guidance and netback sensitivity estimates.
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(5) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Financial and Operational Results

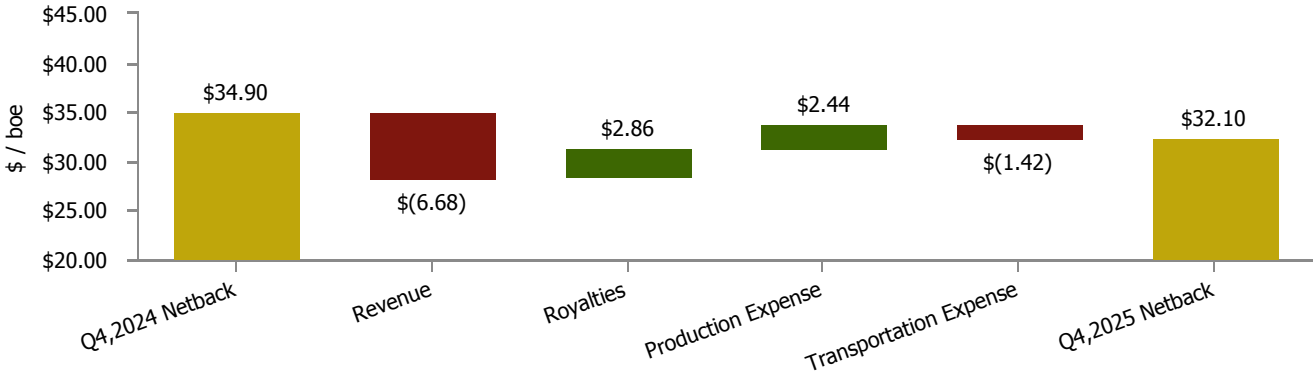
Consolidated Results of Operations

Parex's oil and gas operations are conducted in Colombia with head office functions conducted in Canada.

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Average daily production				
Light Crude and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,835**	9,550	**11,635**	8,850
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**32,267**	34,882	**31,887**	40,336
Crude oil (bbl/d)	**47,102**	44,432	**43,522**	49,186
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**9,024**	5,190	**7,071**	4,428
Total (boe/d)	**48,606**	45,297	**44,701**	49,924
Production split (% crude oil production)	**97**	98	**97**	99
Average daily sales of oil and natural gas				
Produced crude oil (bbl/d)	**45,885**	46,520	**43,335**	49,342
Purchased crude oil (bbl/d)	**—**	—	**3**	28
Produced natural gas (mcf/d)	**9,024**	5,190	**7,071**	4,428
Total (boe/d)	**47,389**	47,385	**44,517**	50,108
Operating netback (000s)				
Oil and natural gas sales	**$ 248,713**	$ 277,824	**$ 1,005,842**	$ 1,280,029
Royalties	**(28,649)**	(41,094)	**(126,752)**	(201,418)
Net revenue[4]	**220,064**	236,730	**879,090**	1,078,611
Production expense	**(57,073)**	(67,708)	**(225,543)**	(255,278)
Transportation expense	**(23,081)**	(16,877)	**(76,444)**	(65,745)
Purchased oil expense	**—**	(59)	**(162)**	(904)
Operating netback[1]	**$ 139,910**	$ 152,086	**$ 576,941**	$ 756,684
Operating netback (per boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 63.08**	$ 74.01	**$ 68.19**	$ 79.86
Parex price differential	**(6.03)**	(10.28)	**(6.29)**	(10.06)
Oil and natural gas sales[2]	**$ 57.05**	$ 63.73	**$ 61.90**	$ 69.80
Royalties[2]	**(6.57)**	(9.43)	**(7.80)**	(10.99)
Net revenue[2]	**50.48**	54.30	**54.10**	58.81
Production expense[2]	**(13.09)**	(15.53)	**(13.88)**	(13.93)
Transportation expense[2]	**(5.29)**	(3.87)	**(4.70)**	(3.58)
Operating netback[3]	**$ 32.10**	$ 34.90	**$ 35.52**	$ 41.30

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Net revenue for the year ended December 31, 2023 was $1,164.0 million.

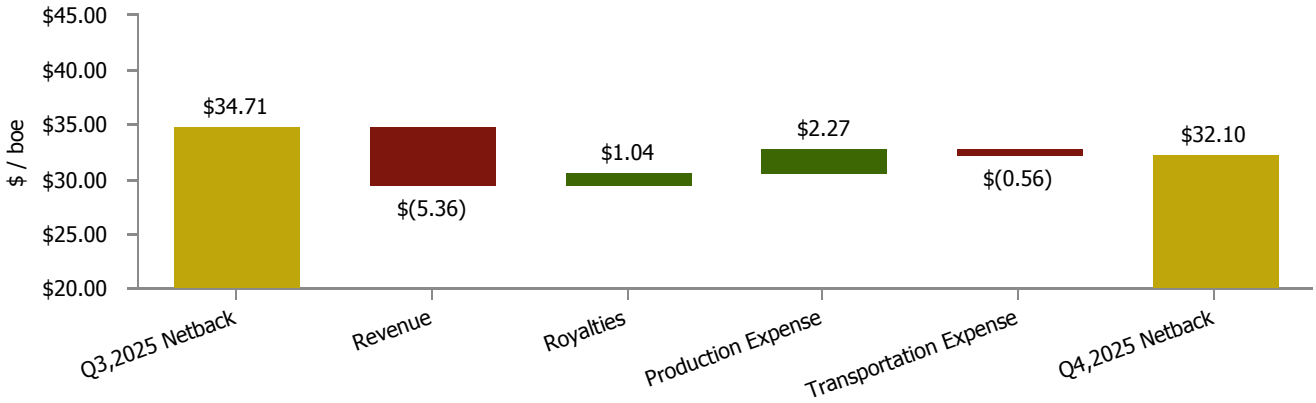
Change in Operating Netback by Component
Q4/24 vs. Q4/25



In the fourth quarter of 2025, the Company's benchmark Brent oil price decreased by $10.93/bbl, while revenue decreased by $6.68/boe as compared to the fourth quarter of 2024. The increase in revenue relative to the Brent crude oil benchmark decrease was attributed to improved location and quality differentials. Royalties decreased by $2.86/boe compared to the fourth quarter of 2024 as a result of lower production in areas where high price share royalties are applicable and a decrease in world oil prices. Production expense decreased by $2.44/boe compared to the fourth quarter of 2024 due to lower electrical power costs, reduced well workover and facility maintenance costs, and improved fixed cost absorption, partially offset by the appreciation of the Colombian peso. Transportation expense in the quarter increased by $1.42/boe compared to the fourth quarter of 2024 due to an increase in oil volumes transported by truck, higher gas volumes transported, and the appreciation of the Colombian peso.

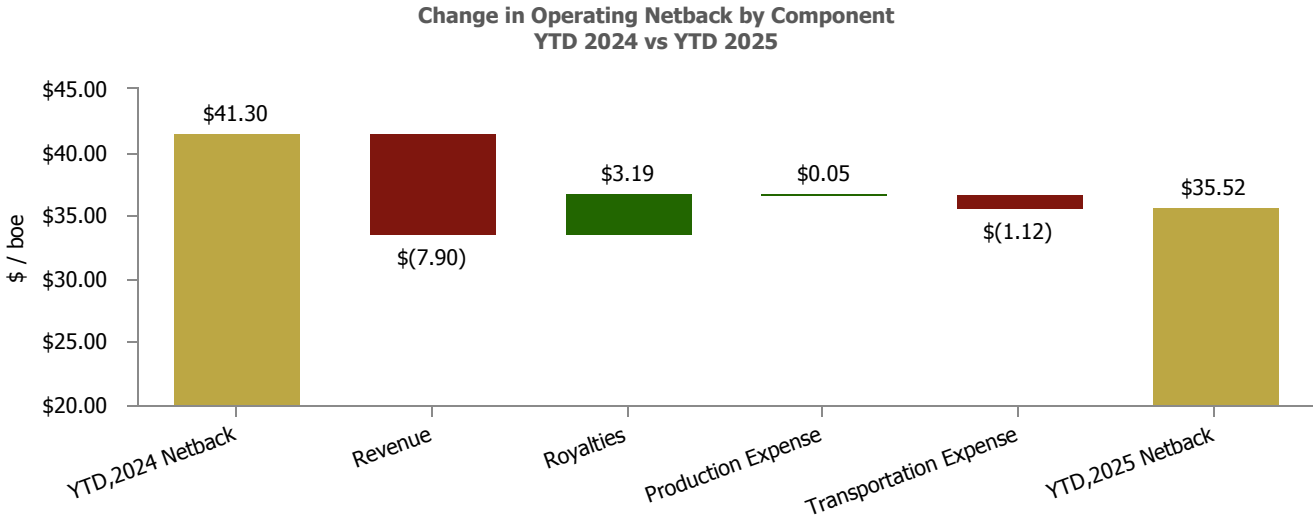
Overall, the operating netback decreased by $2.80/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $10.93/bbl.

Change in Operating Netback by Component
Q3/25 vs. Q4/25



In the fourth quarter of 2025, the Company's benchmark Brent oil price decreased by $5.09/bbl, while revenue decreased by $5.36/boe compared to the third quarter of 2025. The decrease in revenue relative to the Brent crude oil benchmark decrease was mainly a result of increased location and quality differentials. Royalties decreased by $1.04/boe as a result of lower production in areas where high price share royalties are applicable and a decrease in world oil prices. Production expense decreased by $2.27/boe due to lower electrical power costs, reduced well workover and facility maintenance costs, and improved fixed cost absorption, partially offset by the appreciation of the Colombian peso. Transportation expense in the quarter increased by $0.56/boe compared to the third quarter of 2025 due to an increase in oil volumes transported by truck, higher gas volumes transported, and the appreciation of the Colombian peso.

Overall, the operating netback decreased by $2.61/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $5.09/bbl.



In 2025, the Company's benchmark Brent price decreased by $11.67/bbl, while revenue decreased by $7.90/boe compared to 2024. The increase in revenue relative to the Brent crude benchmark decrease was mainly the result of improved location and quality differentials. Royalties decreased by $3.19/boe as a result of lower production in areas where high price share royalties are applicable and a decrease in world oil prices. Production expense in 2025 decreased by $0.05/boe due to lower well workover and facility maintenance costs and improved fixed cost absorption, partially offset by higher electrical power costs, increased non-operated production expenses, and the appreciation of the Colombian peso. Transportation expense in 2025 increased by $1.12/boe compared to 2024 due to an increased in oil volumes transported by truck, higher gas volumes transported, and the appreciation of the Colombian peso.

Overall, the operating netback decreased by $5.78/boe compared to a Brent benchmark crude price decrease of $11.67/bbl.

Oil and Natural Gas Sales

a) Average Daily Production and Sales Volumes (boe/d)

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Block LLA-34	**19,719**	23,633	**21,033**	26,466
Southern Llanos Basin	**22,470**	15,227	**16,767**	16,550
Northern Llanos Basin	**2,848**	3,260	**3,556**	4,022
Magdalena Basin	**2,065**	2,312	**2,166**	2,148
Total Crude Oil Production	**47,102**	44,432	**43,522**	49,186
Natural gas production	**1,504**	865	**1,179**	738
Total crude oil and natural gas production	**48,606**	45,297	**44,701**	49,924
Crude oil inventory draw (build)	**(1,217)**	2,088	**(187)**	156
Average daily sales of produced oil and natural gas	**47,389**	47,385	**44,514**	50,080
Purchased oil	**—**	—	**3**	28
Sales Volumes	**47,389**	47,385	**44,517**	50,108
Average daily sales of produced oil and natural gas - operated	**28,038**	23,014	**23,817**	23,699
Average daily sales of produced oil and natural gas - non-operated	**19,351**	24,371	**20,697**	26,381
Average daily sales of produced oil and natural gas	**47,389**	47,385	**44,514**	50,080

Crude oil and natural gas production for the fourth quarter of 2025 averaged 48,606 boe/d. Q1 2026 production, through February 28, 2026, has averaged approximately 46,150 boe/d[(1)].

(1) Estimated average production for January 1, 2026 to February 28, 2026; light & medium crude oil: ~14,805 bbl/d, heavy crude oil: ~30,637 bbl/d, conventional natural gas: ~8.568 mcf/d; rounded for presentation purposes.

Fourth quarter of 2025 crude oil and natural gas production averaged 48,606 boe/d, an increase of approximately 7% from the fourth quarter of 2024 production of 45,297 boe/d and an increase of approximately 11% from the third quarter of 2025 production of 43,953 boe/d. Refer to "Summary of Quarterly Results" for production split by product type for third quarter 2025 production.

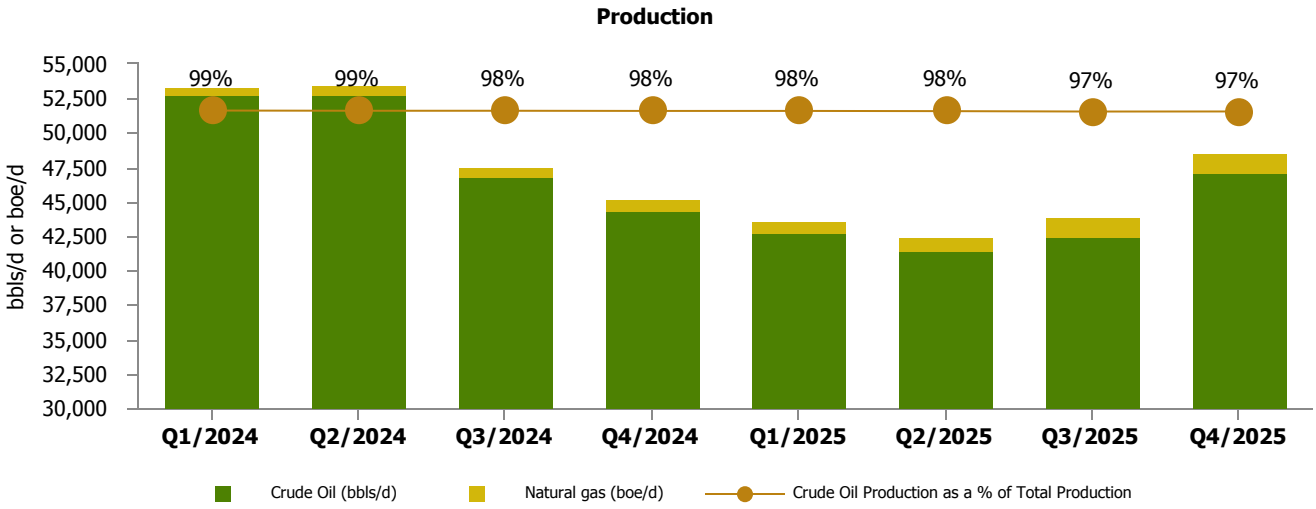
The increase in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2025 compared to the fourth quarter of 2024 is mainly the result of new added production from Block LLA-74 and LLA-32 in the Southern Llanos Basin and an increase in gas production at VIM-1 in the Magdalena Basin. This was partially offset by decreased oil production from Block LLA-34 and the Cabrestero Block in the Southern Llanos Basin, mainly as a result of natural declines and a reduced level of development activity, consistent with lower capital spending. Production in the Northern Llanos Basin in the fourth quarter of 2025 was impacted by operational downtime on the Capachos Block, partially offset by increased production in Arauca.

The decrease in oil and natural gas production for full year 2025 compared to full year 2024 is mainly the result of natural declines and a reduced level of development activity at Block LLA-34 and the Cabrestero Block in the Southern Llanos Basin, consistent with lower capital spending. Production in the Northern Llanos Basin in 2025 decreased in the Arauca Block. These production declines were partially offset by newly added production from Block LLA-74 and LLA-32 in the Southern Llanos Basin and an increase in gas production at VIM-1 in the Magdalena Basin.

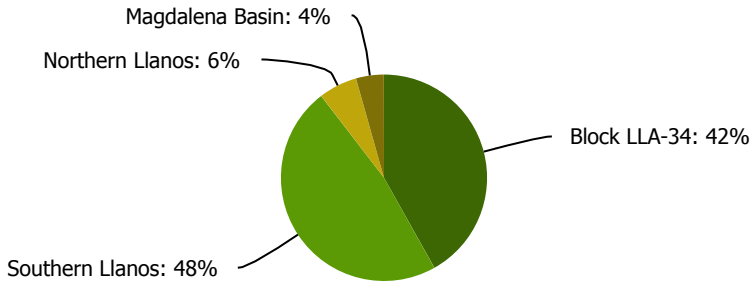
The increase in oil and natural gas production in the fourth quarter of 2025 compared to the third quarter of 2025 is mainly the result of new added production from Block LLA-74 and LLA-32 in the Southern Llanos Basin.

Oil and natural gas sales in the fourth quarter of 2025 were 47,389 boe/d compared to 47,385 boe/d for the fourth quarter of 2024.

Refer to "Consolidated Results of Operations" for annual production split by product type.



Production By Area
(Three Months ended December 31, 2025)



b) Crude Oil Reference and Realized Prices

Average price for the period	**Q4 2025**	Q3 2025	Q2 2025	Q1 2025	Q4 2024
Brent ($/bbl)	**63.08**	68.17	66.71	74.98	74.01
Parex location (Vasconia) and quality differential ($/bbl)	**(3.03)**	(1.94)	(1.87)	(2.26)	(5.16)
Parex wellhead sales discount ($/bbl)	**(3.35)**	(3.91)	(3.77)	(5.67)	(4.84)
Parex realized oil sales price ($/bbl)[(2)]	**56.70**	62.32	61.07	67.05	64.01
Parex realized price (differential) to Brent crude ($/bbl)	**(6.38)**	(5.85)	(5.64)	(7.93)	(10.00)
Parex transportation expense ($/bbl)[(1)(2)]	**(5.47)**	(4.88)	(4.58)	(4.34)	(3.96)
Parex price differential and transportation expense ($/bbl)[(2)]	**(11.85)**	(10.73)	(10.22)	(12.27)	(13.96)

(1) Applies only to direct export cargo sales where Parex incurs the pipeline fees directly. See "Transportation Expense".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

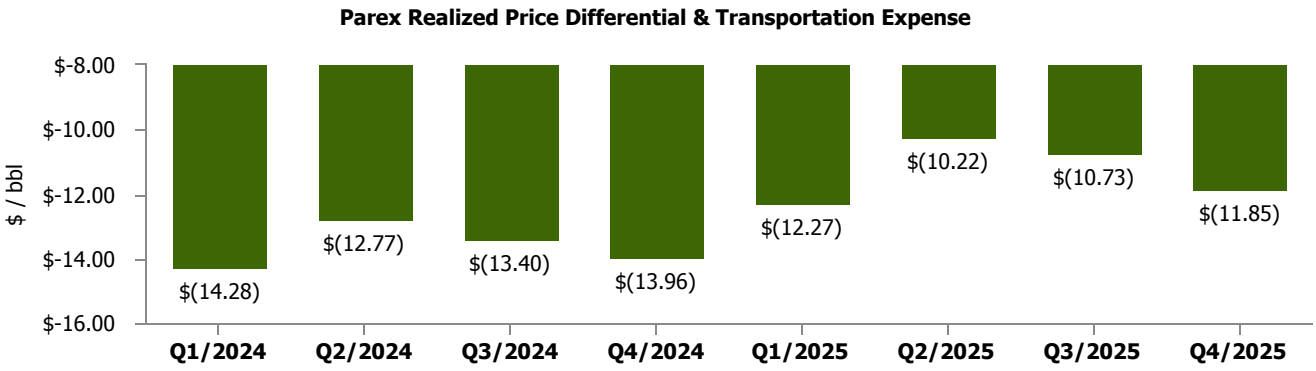
During the fourth quarter of 2025, the differential between Brent reference pricing and the Company's realized oil sale price was $6.38/bbl. The differential to Brent crude during the fourth quarter of 2025 increased by $0.53/bbl compared to the third quarter of 2025 where the differential was $5.85/bbl. Compared to the fourth quarter of 2024 Parex's realized price improved from a differential of $10.00/bbl to $6.38/bbl, which was mainly driven by improved location and quality differentials, due to narrower heavy oil differentials and reduced wellhead sales in favour of direct export sales.

Differences between Parex's realized price and Brent crude price is mainly related to location and quality adjustments, wellhead sale marketing contracts, and the timing of oil sales compared to quarter averages. The location and quality differential between Brent crude pricing also affects Parex's realized sales price and is set in liquid global markets and therefore attributed to factors that are beyond the Company's control making it inherently difficult to forecast.

Parex's realized price differential to Brent crude can fluctuate period over period due to, among other factors, the type of sales contract and the accounting treatment for oil sold at the wellhead versus direct export sales contracts.

The fourth quarter 2025 differential of $3.03/bbl was an improvement from the fourth quarter 2024 differential of $5.16/bbl and was likely the result of market uncertainty regarding availability of medium/heavy crude oil specifically from Mexico and Venezuela, and tariff tensions impacting world crude pricing.

The Vasconia differential to Brent can fluctuate with oil market conditions and for the month of February 2026 was approximately $7.50/bbl, having widened significantly following ongoing macroeconomic volatility and expectations around incremental heavy oil supply.



c) Natural Gas Sales and Realized Prices

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Natural gas sales ($000s)	**$ 9,371**	$ 3,876	**$30,155**	$ 12,851
Realized sales price ($/Mcf)[1]	**11.29**	8.12	**11.68**	7.93

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Parex natural gas sales were $9.4 million and $30.2 million for the three months and year ended December 31, 2025 compared to $3.9 million and $12.9 million in the same periods of 2024. The increase in natural gas sales from the prior periods is primarily related to increased volumes sold from the Capachos and VIM-1 Blocks and increase in realized gas sales price.

d) Oil and Natural Gas Sales

In 2025 oil and natural gas sales decreased by $274.2 million or 21% as reconciled in the table below to 2024:

($000s)		
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2024	**$**	**1,280,029**
Sales volume of produced oil, a decrease of 12% (6,007 bbl/d)		**(157,214)**
Sales volume of purchased oil, a decrease of 89% (25 bbl/d)		**(642)**
Sales price decrease of 12%		**(133,635)**
Sales volume and price change of produced natural gas		**17,304**
Oil and natural gas sales, year ended December 31, 2025	**$**	**1,005,842**

Oil and natural gas sales decreased year over year mainly due to lower oil volumes sold and a decrease in world oil prices.

e) Crude Oil Inventory in Transit

As at December 31, ($000s)	**2025**	2024
Crude oil in transit	**$ 4,327**	$ 2,017

As at December 31, 2025, the Company had 116.9 mbbls (December 31, 2024 - 48.5 mbbls) of crude oil inventory in transit, which was injected into Colombian pipelines. The inventory was valued based on direct and indirect expenditures (including production costs, transportation costs, depletion expense and royalty expense) at approximately $37/bbl ($42/bbl - 2024) incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

A reconciliation of quarter-to-quarter crude oil inventory movements is provided below:

For the periods ended (mbbls)	**Dec. 31, 2025**	Sep. 30, 2025	Jun. 30, 2025	Mar. 31, 2025
Crude oil inventory in transit - beginning of the period	**4.9**	5.5	31.3	48.5
Oil production	**4,333.4**	3,914.7	3,780.6	3,857.1
Oil sales	**(4,221.4)**	(3,915.3)	(3,806.4)	(3,875.6)
Purchased oil	**—**	—	—	1.3
Crude oil inventory in transit (overlift) - end of the period	**116.9**	4.9	5.5	31.3
% of period production	**2.7**	0.1	0.1	0.8

Crude oil inventory build (and draw) from period to period are subject to factors that the Company does not control such as timing of the number of shipments from storage to export. The Company expects crude oil inventory in future periods to be in line with normal historic levels of below 5% of period production.

f) Purchased Oil

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Purchased oil expense ($000s)	**$ —**	$ 59	**$ 162**	$ 904

Purchased oil expense has decreased compared to the same periods of 2024 as a result of a decrease in oil blending operations and purchases of partner crude oil. Transportation costs are incurred by the Company to transport purchased oil to sale delivery points.

g) Other Revenue

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure.

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Other revenue	**$ 2,827**	$ 2,739	**$ 9,826**	$ 8,157

Royalties

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Base royalties[(1)]	**$ 19,952**	$ 22,883	**$ 80,863**	$ 106,980
Economic rights[(2)]	**8,697**	18,211	**45,889**	94,438
Royalties ($000s)	**$ 28,649**	$ 41,094	**$ 126,752**	$ 201,418
Per unit ($/boe)[(3)]	**6.57**	9.43	**7.80**	10.99
Percentage of sales[(3)]	**12**	15	**13**	16

(1) Base royalties are sliding scale royalties based on field production and payable to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH"). Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

(2) Economic rights include high price share royalties applicable to production in excess of 5 million barrels of oil and X-Factor royalties are an additional royalty applicable to heavy oil production, both payable to ANH. Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

(3) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

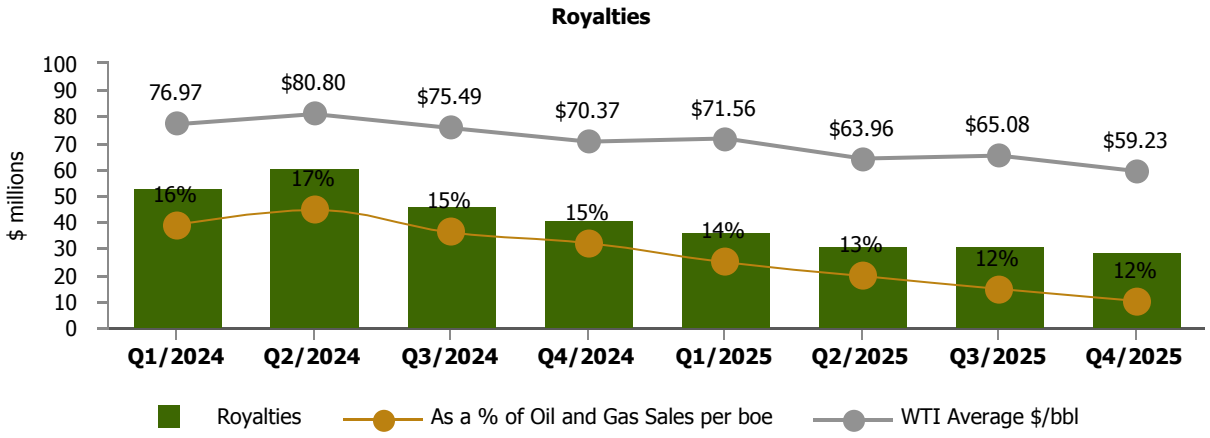
Royalty expense was $28.6 million and $126.8 million in the three months and year ended December 31, 2025, respectively, compared to $41.1 million and $201.4 million for the 2024 comparative periods.

Royalties as a percentage of sales were 12% and 13% in the three months and year ended December 31, 2025, respectively, compared to 15% and 16% for the 2024 comparative periods.

The decrease in royalty expense and royalties as a percentage of sales compared to 2024 was primarily attributable to lower production and a decrease in world oil prices in 2025. Royalties decreased in areas where high price share royalties are applicable as a result of lower production and Benchmark WTI prices.

Benchmark WTI prices are used in the high price share royalty ("HPR") calculation. Effectively higher realized WTI oil prices result in a higher royalty percentage realized. Benchmark WTI prices for the three months and year ended December 31, 2025 were $59.23 and $63.05 compared to $70.37 and $75.90 for the 2024 comparative periods and $65.08 in the third quarter of 2025.

For further information concerning the HPR please refer to the Company's AIF which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca where the calculation is described as a "High Price Share Royalty" in the "Industry Conditions - Colombia - High Price Participation" section.



Production Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Production expense ($000s)	**$ 57,073**	$ 67,708	**$ 225,543**	$ 255,278
Per unit ($/boe)[1]	**13.09**	15.53	**13.88**	13.93

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

A breakdown of the production expense on a per boe basis between operated and non-operated fields is provided below:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Operated production expense per unit ($/boe)[1]	**10.79**	18.93	**13.07**	16.51
Non-operated production expense per unit ($/boe[1]	**16.42**	12.32	**14.82**	11.64

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Production expense for the three months and year ended December 31, 2025 was $13.09/boe and $13.88/boe compared to $15.53/boe and $13.93/boe for the three months and year ended December 31, 2024. Production expense for the third quarter of 2025 was $15.36/boe.

Operated properties production expense for the three months and year ended December 31, 2025 was $10.79/boe and $13.07/boe compared to $18.93/boe and $16.51/boe for the three months and year ended December 31, 2024. Operated properties production expense per boe decreased for the year ended December 31, 2025, compared to 2024, primarily due to increased production from development activities, the LLA-32 tuck-in acquisition and new production from LLA-74, which improved fixed cost absorption. Also during 2025 corporate efficiency initiatives were implemented to reduce fixed and variable production costs.

Non-operated properties production expense for the three months and year ended December 31, 2025 was $16.42/boe and $14.82/boe compared to $12.32/boe and $11.64/boe for the three months and year ended December 31, 2024. Non-operated properties production expense per boe has increased for the year ended December 31, 2025 compared to 2024 mainly as a result of decreased production resulting in reduced fixed cost absorption and the one-time non-recurring production cost adjustment that reflects a true-up to actual costs incurred to date for non-operated activities.

The table below provides a reconciliation of the increase in production expense per boe by main components:

	Q4 2025 vs Q3 2025	Q4 2025 vs Q4 2024	YTD 2025 vs YTD 2024
Comparative period production expense per boe[(1)]	$ 15.36	$ 15.53	$ 13.93
Power generation	(1.26)	(2.39)	0.15
Well workovers and facility maintenance	(0.41)	(1.16)	(0.09)
Colombian pesos ("COP") appreciation	0.57	1.86	0.07
Non-recurring non-operated production cost adjustment	(0.89)	—	0.22
Fixed cost absorption	(0.45)	(1.05)	(0.31)
Other variable costs	0.17	0.30	(0.09)
Current year production expense per boe[(1)]	**$ 13.09**	**$ 13.09**	**$ 13.88**

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

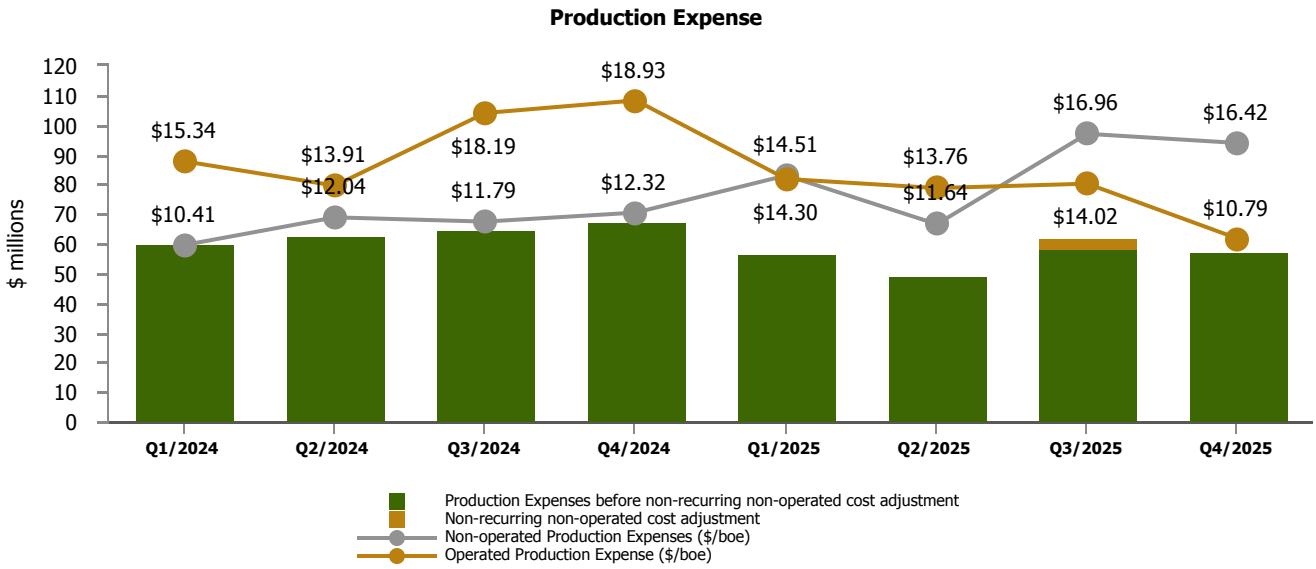
The decrease in production expense for the three months ended December 31, 2025 over the 2024 comparative period is mainly the result of lower electrical power costs used to power field operations, reduced well workovers and facility maintenance costs, and improved fixed costs absorption due to corporate efficiency initiatives that were implemented. In addition, higher production levels allowed fixed and variable costs to be spread over more production, reducing the per-boe cost. These decreases were partially offset by the appreciation of the COP.

The decrease in production expense for the year ended December 31, 2025 over the 2024 comparative period is mainly the result of improved fixed costs absorption due to corporate efficiency initiatives that were implemented and lower well workovers and facility maintenance costs. This was partially offset by higher electrical power costs used to power field operations, the one-time nonrecurring non-operated production cost adjustment and the appreciation of the COP.

Compared to the third quarter of 2025, fourth quarter 2025 production expense per boe has decreased due to lower electrical power costs, reduced well workovers and facility maintenance costs, a reduction in non-operated production costs and improved fixed cost absorption, partially offset by the appreciation of the COP.

Colombia's electricity grid is heavily reliant on hydroelectric power which exposes the Company to fluctuations in power prices due to changes in rainfall and water reservoir levels, as well as electricity supply and demand. During 2024, Colombia experienced an El Niño-induced drought that led to an escalation in power costs across the country. During the first quarter of 2025 power costs began to decrease due to more rainfall in the country, which replenished reservoirs used for hydroelectric power generation, causing power costs to decrease substantially for the remainder of the year. Currently, power costs have declined from the elevated levels seen in late 2024 and are more in line with historical norms.

Production expense per boe is estimated to be approximately $13-16/boe during 2026 per the guidance provided on January 19, 2026.



Transportation Expense

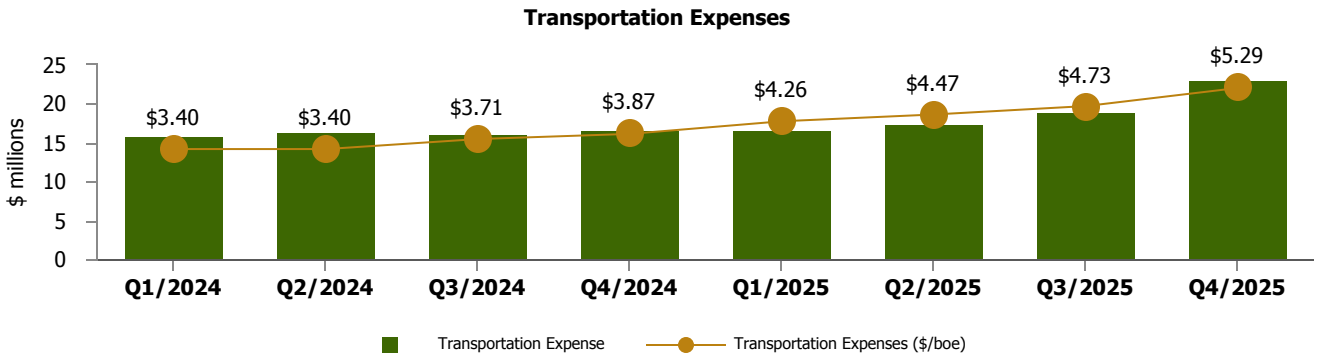
	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Transportation expense ($000s)	**$ 23,081**	$ 16,877	**$ 76,444**	$ 65,745
Per unit ($/boe)[(1)]	**5.29**	3.87	**4.70**	3.58

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Transportation expense includes trucking costs incurred to transport production to several offloading stations for sale and in some instances an oil transportation tariff from delivery point to the buyer's facility and pipeline tariffs.

For the three months ended December 31, 2025, transportation expense of $5.29/boe increased from $4.73/boe for the third quarter of 2025 and $3.87/boe for the comparative period in 2024. On a year-to-date basis transportation expense was $4.70/boe compared to $3.58/boe in the comparative period in 2024. Transportation expense increased due to an increase in oil volumes transported by truck, higher gas volumes transported from increased gas production at the Capachos and VIM-1 Blocks, and the appreciation of the Colombian peso. The higher trucked oil volumes are associated with additional production from Azogue on Block LLA-32 and new production from Block LLA-74. Transportation expense will fluctuate period over period due the mix of sales contracts types in force during the period.

The combined transportation expense and price differential from Brent for the fourth quarter of 2025, on a per boe basis, has decreased from the fourth quarter of 2024 and increased from the third quarter of 2025. See "Crude Oil Reference and Realized Prices".



General and Administrative Expense ("G&A")

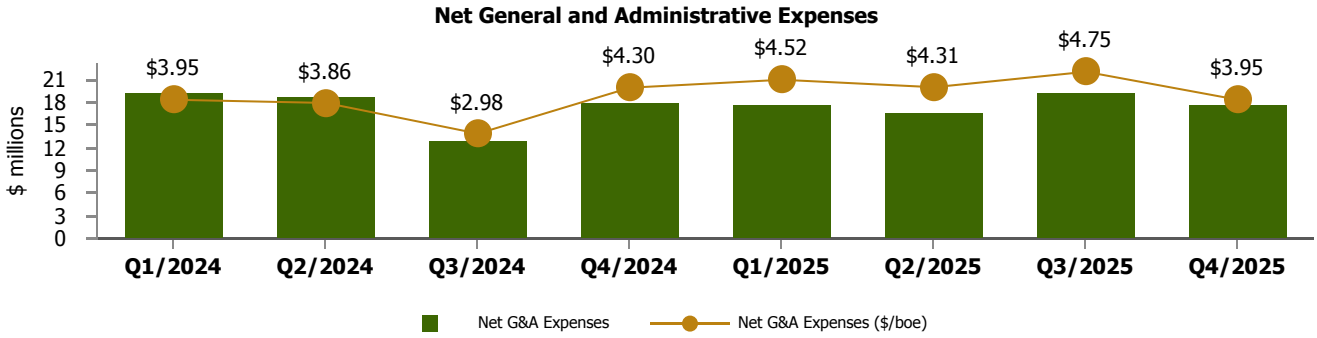
($000s)	For the three months ended December 31, 2025	2024	For the year ended December 31, 2025	2024
Gross G&A	**$ 23,648**	$ 21,650	**$ 87,779**	$ 81,288
G&A recoveries	**(1,985)**	(879)	**(5,642)**	(3,796)
Capitalized G&A	**(4,006)**	(2,871)	**(10,811)**	(8,584)
Net G&A expense	**$ 17,657**	$ 17,900	**$ 71,326**	$ 68,908
Per unit ($/boe) [(1)]	**3.95**	4.30	**4.37**	3.77

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Net G&A was $17.7 million and $71.3 million for the three months and year ended December 31, 2025 compared to $17.9 million and $68.9 million for the same periods in 2024. Gross G&A was $23.6 million and $87.8 million for the three months and year ended December 31, 2025 (three months and year ended December 31, 2024 - $21.7 million and $81.3 million).

On a per boe basis net G&A in 2025 increased by 16% to $4.37 from $3.77 in 2024 mainly as a result of lower production resulting in increased per boe costs.

The Company's G&A expense is mainly denominated in local currencies of COP and Canadian dollars ("Cdn") which as they appreciate/ depreciate have an impact on G&A expense. Refer to the "Foreign Exchange Sensitivity Analysis" for further information.



Share-Based Compensation

($000s)	For the three months ended December 31, 2025	2024	For the year ended December 31, 2025	2024
Equity settled share-based compensation expense	**$ 183**	$ 223	**$ 714**	$ 878
Cash settled share-based compensation expense	**9,863**	5,926	**29,802**	584
Total share-based compensation expense	**$ 10,046**	$ 6,149	**$ 30,516**	$ 1,462

Share-based compensation expense was $10.0 million and $30.5 million for the three months and year ended December 31, 2025 compared to $6.1 million and $1.5 million for the same periods in 2024.

Equity settled share-based compensation expense was $0.2 million and $0.7 million for the three months and year ended December 31, 2025 compared to $0.2 million and $0.9 million for the same periods in 2024. Equity settled share-based compensation includes the Company's stock option plan.

Cash settled share-based compensation relates to the Company's cash settled incentive plans and includes cash settled restricted share units ("CRSUs"), cash or share settled restricted share units and performance share units ("CosRSUs" and "CosPSUs"), long duration restricted share units and performance share units ("LDRSUs and "LDPSUs"), and deferred share units ("DSUs"). Cash settled share-based compensation expense for the three months and year ended December 31, 2025 was $9.9 million and $29.8 million compared to $5.9 million and $0.6 million for the same periods in 2024. This increase in expense is mainly attributable to the increase in Parex's share price from period end dates. Parex share price increased to Cdn$18.45 at December 31, 2025 from Cdn$14.58 at December 31, 2024.

Obligations for payments of cash under the Company's cash settled incentive plans are accrued as expense over the vesting period based on the fair value of the units as described in note 21 - Cash Settled Incentive Plans of the audited consolidated financial statements. As at December 31, 2025, the total cash settled incentive plans liability accrued was $37.6 million (December 31, 2024 - $19.9 million) of which $15.2 million (December 31, 2024 - $9.6 million) is classified as long-term in accordance with the vesting periods.

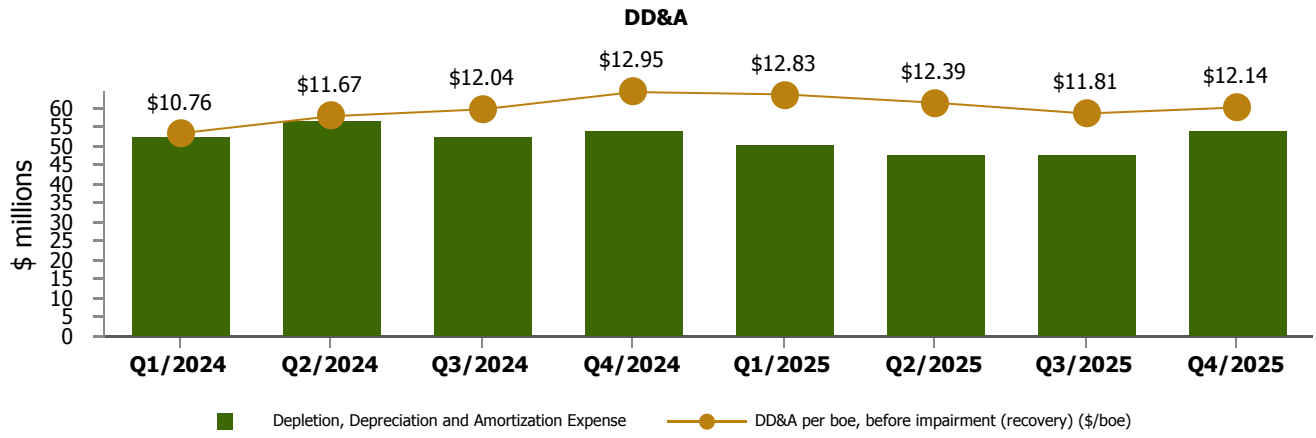
Cash payments to settle cash settled share-based compensation in the three months and year ended December 31, 2025 were $0.5 million and $12.8 million compared to $0.3 million and $20.6 million for the same periods in 2024.

Depletion, Depreciation and Amortization Expense ("DD&A")

	For the three months ended December 31, 2025	2024	For the year ended December 31, 2025	2024
DD&A ($000s) total	**$ 54,270**	$ 53,984	**$ 200,405**	$ 215,770
Per unit ($/boe)[(1)]	**12.14**	12.95	**12.28**	11.81

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For the year ended December 31, 2025, DD&A was $200.4 million ($12.28/boe) as compared to $215.8 million ($11.81/boe) for the prior year. The increase per boe from the prior year period is due to adding to the depletable base through capital expenditures made during 2025 and the transfer of Block LLA-74 partially offset by lower production.



Foreign Exchange

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Foreign exchange (gain) loss	**$ (961)**	$ 2,194	**$ (1,934)**	$ 5,447
Foreign currency risk management contracts gain	**(1,128)**	—	**(8,998)**	—
Total foreign exchange (gain) loss	**$ (2,089)**	$ 2,194	**$ (10,932)**	$ 5,447
Average foreign exchange rates				
USD$/Cdn$	**1.39**	1.40	**1.40**	1.37
USD$/COP	**3,819**	4,347	**4,053**	4,071

The Company's main exposure to foreign currency risk relates to the pricing of foreign currency denominated in Cdn and COP, as the Company's functional currency is the U.S. dollar ("USD"). The Company has exposure in Colombia and Canada on costs, such as capital expenditures, local wages, royalties and income taxes, all of which may be denominated in local currencies. The main drivers of foreign exchange gains and losses recorded on the consolidated statements of comprehensive income is the COP denominated income tax payable and tax withholdings receivable, accounts payable and accounts receivable. The timing of payment settlements, accruals and their adjustments have impacts on foreign exchange gains/losses.

For the three months and year ended December 31, 2025, a total foreign exchange gain of $2.1 million and $10.9 million was recorded compared to a loss of $2.2 million and $5.4 million in the respective prior year periods.

For the three months and year ended December 31, 2025, the Company also recorded a $4.6 million and $9.0 million realized gain on a COP/ USD collar which settled in the money and is included in the total foreign exchange (gain) loss in the consolidated statement of comprehensive income for the year ended December 31, 2025.

Unrealized foreign exchange gains and losses may be reversed in the future as a result of fluctuations in exchange rates and are recorded in the Company's consolidated statements of comprehensive income.

The Company reviews its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis and maintains cash deposits primarily denominated in USD and COP in Canada, Switzerland and Colombia.

Foreign Exchange Sensitivity Analysis

Cost component	Estimated percent of cost denominated in local currency	$/boe Impact of change in local currency/ $USD exchange rate: 10% appreciation of local currency	10% depreciation of local currency
Production expense	90%	$ 1.18	$ (1.18)
Transportation expense	50%	$ 0.26	$ (0.26)
G&A expense	100%	$ 0.40	$ (0.40)

The table above displays the estimated per boe impact of a change in Parex's local currencies and the effect on Parex's key cost components. The component impact in $/boe terms uses Q4 2025 per boe costs. This analysis ignores all other factors impacting cost structure including, but not limited to, efficiencies, cost reduction strategies, and cost inflation.

As at December 31, 2025, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Cdn and COP against the USD would have decreased (increased) net income by approximately $8.7 million.

Other Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Other Colombian taxes	**$ 2,752**	$ 355	**$ 8,850**	$ 1,611
Colombian tax credit purchased	**—**	—	**8,097**	—
Legal provisions	**8,625**	—	**8,625**	—
Loss on settlement of decommissioning liabilities	**(392)**	1,127	**147**	1,593
Loss on disposition of tangible assets	**419**	649	**500**	1,987
Other	**381**	77	**2,981**	1,036
Total other expense	**$ 11,785**	$ 2,208	**$ 29,200**	$ 6,227

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Non-cash other expense	**$ 8,652**	$ 1,776	**$ 9,272**	$ 3,580
Cash other expense	**3,133**	432	**19,928**	2,647
Total other expense	**$ 11,785**	$ 2,208	**$ 29,200**	$ 6,227

Other expense is comprised mainly of other Colombian taxes including the 1% surcharge on the sale or export of crude oil effective for 2025, legal provisions, Colombian tax credit purchased to reduce income tax expense, loss (gain) on settlement of decommissioning liabilities and loss (gain) on settlement of tangible assets. The non-cash components of other expense include the legal provisions, loss (gain) on settlement of decommissioning liabilities and loss (gain) on settlement of tangible assets.

Legal provisions have been recognized in respect of estimated fines and penalties mainly arising from environmental regulatory disputes. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant legislation and the probability of enforcement outcomes. The timing of the outflows is expected within 10 years. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

Net Finance Expense

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Bank charges and credit facility fees	**$ 911**	$ 1,124	**$ 4,748**	$ 3,673
Interest on bank debt	**1,100**	700	**2,765**	4,174
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**2,473**	1,848	**9,122**	9,206
Interest and other income	**(1,154)**	(998)	**(4,369)**	(4,315)
Bad debt expense	**—**	**—**	**3,442**	—
Expected credit loss (recovery) provision	**87**	163	**(53)**	67
Lease obligation interest expense	**224**	46	**365**	189
Other	**281**	437	**1,013**	1,099
Net finance expense	**$ 3,922**	$ 3,320	**$ 17,033**	$ 14,093

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
	2025	2024	**2025**	2024
Non-cash finance expense	**$ 2,560**	$ 2,012	**$ 12,511**	$ 9,273
Cash finance expense	**1,362**	1,308	**4,522**	4,820
Net finance expense	**$ 3,922**	$ 3,320	**$ 17,033**	$ 14,093

Bank charges and credit facility fees relate to bank taxes paid in Colombia and the standby fees related to the Company's credit facility. The non-cash components of net finance expense include the accretion on decommissioning and environmental liabilities, bad debt expense and the expected credit loss (recovery) provision.

Risk Management

Management of cash flow variability is an integral component of Parex's business strategy. Changing business conditions are monitored regularly and, where material, reviewed with the board of directors ("the Board" or "Board of Directors") to establish risk management guidelines to be used by management. The risk exposure inherent in movements in the price of crude oil, fluctuations in the USD/COP exchange rate and interest rate movements are all proactively reviewed by Parex and as considered appropriate may be managed through the use of derivatives primarily with financial institutions that are members of Parex's syndicated bank credit facility. The Company considers these derivative contracts to be an effective means to manage and forecast cash flow.

Parex has elected not to apply IFRS prescribed "hedge accounting" rules and, accordingly, pursuant to IFRS the fair value of the financial contracts is recorded at each period-end. The fair value may change substantially from period to period depending on commodity and foreign exchange forward strip prices for the financial contracts outstanding at the balance sheet date. The change in fair value from period-end to period-end is reflected in the earnings for that period. As a result, earnings may fluctuate considerably based on the period-ending commodity and foreign exchange forward strip prices, in respect of any outstanding commodity or foreign exchange derivative contracts.

a) Risk Management Contracts – Brent Crude

As at December 31, 2025, the Company had no commodity price risk management contracts in place.

The following is a summary of the commodity price risk management contracts entered into subsequent to December 31, 2025:

Period Hedged	Reference	Volume bbls/d	Call strike price	Put Strike	Low Put Strike	Premium
January 1, 2026 to January 31, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$55.00	$0.65
April 1, 2026 to April 30, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—
May 1, 2026 to May 31, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—
June 1, 2026 to June 30, 2026	ICE Brent	12,000	$70.00	$60.00	$53.00	$—

The table below summarizes the loss (gain) on the commodity risk management contracts that were in place during the three months and years ended December 31, 2025 and 2024:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Realized gain on commodity risk management contracts	**$ (2,019)**	$ —	**$ (5,356)**	$ —
Premiums paid on commodity risk management contracts	**1,212**	—	**7,935**	—
Unrealized (gain) loss on commodity risk management contracts	**172**	1,160	**(1,160)**	1,160
Total	**$ (635)**	$ 1,160	**$ 1,419**	$ 1,160

b) Risk Management Contracts – Foreign Exchange

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in COP and Cdn while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in USD.

As at December 31, 2025, the Company had no foreign currency risk management contracts in place.
The following is a summary of the foreign currency risk management contracts entered into subsequent to December 31, 2025:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount USD	Strike Price COP	Max compensation
January 16, 2026 to December 15, 2026	COP	Collar with limited compensation	$99,000,000	3,700-4,200	800

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the three months and years ended December 31, 2025 and 2024:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Unrealized loss on foreign currency risk management contracts	**$ 3,452**	$ —	**$ —**	$ —
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**(4,580)**	—	**(8,998)**	—
Total	**$ (1,128)**	$ —	**$ (8,998)**	$ —

Marketable securities

	December 31, 2025	December 31, 2024
Marketable securities	**$ 45,090**	$ —

In 2025, the Company acquired 6,084,986 common shares (the "GeoPark Shares") of GeoPark Ltd (NYSE: GPRK), representing approximately 11.8% ownership, for aggregate consideration of $40.5 million ($6.65 per share). The fair value of the GeoPark Shares at December 31, 2025 was $45.1 million, resulting in an unrealized gain of $4.6 million, which is recorded in the consolidated statement of comprehensive income.

Parex is exposed to market risk associated with its marketable securities, including the GeoPark Shares, primarily driven by changes in the market price and liquidity of the securities. The market price of the GeoPark Shares may be volatile and could be adversely affected by general market conditions, the investee's performance and disclosures, oil and gas commodity prices, interest and foreign exchange rates, geopolitical developments in the investee's areas of operation, and other factors beyond the Company's control.

Total Non-Current Financial Liabilities

The following table summarizes the total non-current financial liabilities for the three most recently completed financial years:

	2025	2024	2023
Bank debt	**$ 33,000**	$ 60,000	$ 90,000
Lease obligation	**7,814**	4,622	5,736
Cash settled share-based compensation liabilities	**15,228**	9,553	16,284
Other long-term liabilities	**7,143**	—	—
Total	**$ 63,185**	$ 74,175	$ 112,020

Income Tax

The components of tax (recovery) expense for the three months and year ended December 31, 2025 and 2024 were as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Current tax expense (recovery)	**$ 1,235**	$ (5,629)	**$ 33,502**	$ 90,389
Deferred tax (recovery) expense	**(41,313)**	4,749	**(53,779)**	158,203
Total tax (recovery) expense	**$ (40,078)**	$ (880)	**$ (20,277)**	$ 248,592
Effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax[(1)]	**1%**	(4)%	**7%**	13%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Current tax in the fourth quarter of 2025 was an expense of $1.2 million as compared to a $5.6 million recovery in the comparative three-month period. For the full year 2025 the Company recorded $33.5 million of current tax expense as compared to $90.4 million in 2024.

The significant decrease in current tax expense from the 2024 comparative periods is the result of lower operating cash flows before tax, along with certain tax strategies that have been deployed over recent years.

For the three months and year ended December 31, 2025, deferred tax was a recovery of $41.3 million and $53.8 million compared to an expense of $4.7 million and $158.2 million for the three months and year ended December 31, 2024. The increase in deferred tax recovery from the 2024 comparative periods is mainly a result of the appreciation of the Colombian peso and the reversal of the temporary differences created between the accounting and tax basis in Colombia.

2026 Current Tax Guidance

The table below reflects the expected effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax in 2026:

Brent price assumption	**$60/bbl**	**$65/bbl**	**$70/bbl**	**$75/bbl**
Effect current tax rate on before tax funds flow provided by operations[(1)]	1-3%	4%	5-7%	8-11%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

The calculation of current and deferred income tax in Colombia is based on a number of variables which can cause swings in current and deferred income tax. These variables include but are not limited to the year-end producing reserves used in calculating depletion for tax purposes, the timing and number of dry hole write-offs permissible for Colombian tax purposes and currency fluctuations.

Capital Expenditures

For the year ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024
Acquisition of unproved properties	**$ 9,937**	$ 2,619	**$ —**	$ —	**$ 9,937**	$ 2,619
Geological and geophysical	**10,101**	9,950	**—**	—	**10,101**	9,950
Drilling and completion	**248,507**	263,629	**—**	—	**248,507**	263,629
Well equipment and facilities	**38,618**	67,239	**—**	—	**38,618**	67,239
Other	**1,822**	438	**1,340**	3,820	**3,162**	4,258
Total capital expenditures[(1)]	**$ 308,985**	$ 343,875	**$ 1,340**	$ 3,820	**$ 310,325**	$ 347,695

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For the three months ended December 31,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024
Acquisition of unproved properties	**$ 4,791**	$ 941	**$ —**	$ —	**$ 4,791**	$ 941
Geological and geophysical	**1,100**	6,819	**—**	—	**1,100**	6,819
Drilling and completion	**62,581**	53,056	**—**	—	**62,581**	53,056
Well equipment and facilities	**14,212**	17,502	**—**	—	**14,212**	17,502
Other	**1,135**	438	**801**	3,354	**1,936**	3,792
Total capital expenditures[(1)]	**$ 83,819**	$ 78,756	**$ 801**	$ 3,354	**$ 84,620**	$ 82,110

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Below is additional information related to capital expenditures in the period by key operating area:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Block LLA-34	**$ 10,598**	$ 15,447	**$ 48,201**	$ 87,821
Southern Llanos	**33,176**	37,990	**190,241**	120,434
Northern Llanos	**11,148**	22,863	**32,297**	119,685
Putumayo Basin	**14,842**	—	**18,075**	—
Magdalena Basin	**12,919**	2,456	**18,348**	15,935
Canada and Colombia - Corporate	**1,937**	3,354	**3,163**	3,820
Total capital expenditures[(1)]	**$ 84,620**	$ 82,110	**$ 310,325**	$ 347,695

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the year ended December 31, 2025, the Company incurred $310.3 million of capital expenditures with 92% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the year ended December 31, 2024, the Company incurred $347.7 million of capital expenditures with 95% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia.

During the fourth quarter of 2025 the Company incurred capital expenditures of $84.6 million with 91% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the fourth quarter of 2024 the Company incurred capital expenditures of $82.1 million with 86% spent on drilling, completion and well equipment and facilities in Colombia.

During the year ended December 31, 2025, the Company's capital expenditures of $310.3 million were self-funded from funds flow provided by operations of $455.0 million.

Property Acquisition

On March 14, 2025, Parex, through a foreign subsidiary, acquired an additional 25% working interest in the Azogue field in the LLA-32 Block and 12.5% working interest in the remainder of the LLA-32 Block (the "LLA-32 Acquisition") resulting in 100% working interest in the Block for the Company. The Company paid total net consideration of $16.0 million.

The consolidated statement of comprehensive income includes results of operation of the LLA-32 Acquisition since the closing date of March 14, 2025. There were no transaction costs associated with the LLA-32 Acquisition.

This transaction has been accounted for using the acquisition method whereby the assets acquired and the liabilities assumed are recorded at fair values. As the fair value of the identifiable assets was determined to equal the purchase price, no goodwill arose on the transaction. The following table summarizes the recognizable assets acquired and consideration paid pursuant to the acquisition:

Assets acquired and liabilities assumed		
PP&E	$	16,788
Decommissioning liabilities		(820)
	$	15,968

Consideration for the acquisition		
Purchase price	$	19,000
Purchase price adjustments		(3,032)
Net consideration	$	15,968
Cash paid	$	14,970
Working capital adjustments		998
Total consideration paid	**$**	**15,968**

No working capital was included in the assets acquired.

The pro forma results for the year ended December 31, 2025 are shown below, as if the LLA-32 Acquisition had occurred on January 1, 2025. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	1,009,605
Net revenue less direct costs	$	580,120

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of comprehensive income for the year ended December 31, 2025 includes $32.6 million of oil sales attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition. Revenue less direct costs for the year ended December 31, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is $22.0 million. Net income for the year ended December 31, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is considered impracticable to calculate.

Long-Term Inventory

The Company has long-lead material and equipment inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment. With, at times, strong demand for material and equipment used in oil and gas operations, periodically the Company secures material and equipment ahead of its upcoming capital programs. The Company plans on deploying this long-lead inventory over the coming years.

During 2025, the Company completed an impairment review of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than the recoverable amount and an impairment of $6.5 million (three months ended December 31, 2024 - $10.0 million) was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2025 .

Cost	
Balance at December 31, 2023	**$ 204,701**
Additions	55,990
Transfers to E&E and PP&E assets	(40,028)
Transfer to production costs	(5,269)
Sale of inventory	(5,920)
Impairment	(10,000)
Balance at December 31, 2024	**$ 199,474**
Additions	10,441
Transfers to E&E and PP&E assets	(25,045)
Transfer to production costs	(1,787)
Sale of inventory	(1,187)
Impairment	(6,470)
Balance at December 31, 2025	**$ 175,426**

The below table represents the long-term inventory expenditures for the three months and years ended December 31, 2025 and 2024:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Additions	**$ 863**	8,189	**$ 10,441**	$ 55,990
Transfers to D&P and E&E assets	**(8,263)**	(6,941)	**(25,045)**	(40,028)
Transfer to production costs	**211**	(1,642)	**(1,787)**	(5,269)
Sale of inventory	**(489)**	(2,175)	**(1,187)**	(5,920)
Total long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**$ (7,678)**	$ (2,569)	**$ (17,578)**	$ 4,773

Non-Cash Impairment Charges

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,	
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024
Impairment of E&E assets	**$ 11,140**	$ 49,424	**$ 11,140**	$ 54,085
Impairment of PP&E assets	**—**	78,417	**—**	78,417
Impairment of long-term inventory	**6,470**	10,000	**6,470**	10,000
Total non-cash impairment charges before deferred income tax recoveries	**$ 17,610**	$ 137,841	**$ 17,610**	$ 142,502

2025 Impairments

During 2025, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-94 Block, for costs related to exploration wells which indicated non-economic results and has relinquished the block. It was determined that the impairment was $11.1 million which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2025.

The carrying amounts of the Company's PP&E assets are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment. At December 31, 2025, there were no indicators of PP&E impairment noted or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

During 2025, the Company completed impairment reviews of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than the recoverable amount and an impairment of $6.5 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2025.

2024 Impairments

During 2024, the Company completed impairment reviews of its E&E assets. It was determined that the carrying amount of certain E&E assets wouldn't be recovered, primarily associated with the LLA-122 Block, for costs related to an exploration well which indicated technically unfeasible results at an acceptable risk tolerance. The impairment review compared the carrying value of the assets to the fair value less cost of disposal to determine the recoverable amount which was determined to be $nil for LLA-122 Block assets. It was determined that the impairment was $49.4 million and $54.1 million for the three months and year ended December 31, 2024, which is recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the year ended December 31, 2024.

The carrying amounts of the Company's PP&E assets are reviewed at each reporting date to determine whether there is any indication of impairment. A revision of the estimation of the total proved and probable reserves in the Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU, both in the Magdalena Basin, for the year ended December 31, 2024, evidenced a decline as compared to the prior year estimation. Management considered this to be an indicator of impairment and carried out an impairment review of these CGUs.

The Company determined that the carrying amount of Aguas Blancas CGU and the Boranda/Fortuna CGU exceeded their recoverable amounts and an impairment of $78.4 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three months and year ended December 31, 2024. There are no E&E assets associated with these CGUs.

At December 31, 2024, the recoverable amount of the Aguas Blancas CGU was estimated to be $20.9 million, and the recoverable amount of the Boranda/Fortuna CGU was estimated to be $3.5 million. A 1% change to the assumed discount rate or a 5% change in forward price estimates over the life of the reserves would have an immaterial impact on the impairment. The fair value as determined was consistent with the Company's independent qualified reserve evaluators reserve estimate at December 31, 2024. The recoverable amount was determined using estimated fair value less costs of disposal.

Future cash flows were discounted using an after tax-rate of 14% with the following prices being used by Parex's independent reserve evaluator as at December 31, 2024:

	2025	2026	2027	2028	2029	Thereafter
Brent ($US/bbl)	75.25	77.50	80.08	82.69	84.34	2% increase per year
WTI ($US/bbl)	71.25	73.50	76.00	78.53	80.10	2% increase per year

For all other CGUs, at December 31, 2024, there were no indicators of PP&E impairment noted or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

During 2024, the Company completed impairment reviews of its long-term inventory. It was determined that the carrying amount of certain long-term inventory assets was lower than the recoverable amount and an impairment of $10.0 million was recorded in the consolidated statements of comprehensive income for the three-month period ended December 31, 2024.

For further information regarding the impairment charges for the years ended December 31, 2025 and 2024, refer to note 8 - Exploration and Evaluation Assets, note 9 - Property, Plant and Equipment and note 10 - Long-Term Inventory in the audited consolidated financial statements.

Impairment Test of Goodwill

The Company performed its annual test for goodwill impairment at the balance sheet date in accordance with its policy described in note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements. The Company has allocated goodwill to the Colombia operating segment. The estimated fair value less costs of disposal of the Colombia operating segment exceeded the carrying value. As a result, no goodwill impairment was recorded. For additional information refer to note 14 - Goodwill in the audited consolidated financial statements.

Summary of Quarterly Results (unaudited)

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	**Dec. 31, 2025**	Sep. 30, 2025	Jun. 30, 2025	Mar. 31, 2025
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,835**	10,525	10,498	10,650
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**32,267**	32,026	31,047	32,207
Crude Oil (bbl/d)	**47,102**	42,551	41,545	42,857
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**9,024**	8,412	5,982	4,806
Total (boe/d)	**48,606**	43,953	42,542	43,658
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	**56.70**	62.32	61.07	67.05
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	**$ 248,713**	$ 252,424	$ 239,070	$ 265,635
Funds flow provided by operations[5]	**$ 122,922**	$ 105,298	$ 104,821	$ 121,944
Per share – basic[2][4]	**1.28**	1.09	1.08	1.24
Per share – diluted[2][4]	**1.28**	1.09	1.08	1.24
Net income	**$ 74,865**	$ 50,476	$ 49,113	$ 80,629
Per share – basic[4]	**0.78**	0.52	0.50	0.82
Per share – diluted[4]	**0.78**	0.52	0.50	0.82
Dividends paid	**26,853**	26,892	27,561	26,365
Per share – Cdn$[4][6]	**0.385**	0.385	0.385	0.385
Capital Expenditures[1]	**$ 84,620**	$ 79,961	$ 88,690	$ 57,054
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**$ (7,678)**	$ (1,585)	$ (3,667)	$ (4,648)
Total assets (end of period)	**$ 2,341,092**	$ 2,260,531	$ 2,223,178	$ 2,197,955
Outstanding shares (end of period) (000s)	**95,974**	96,564	97,184	97,814
Working capital (deficit) surplus (end of period)[3][5]	**$ 28,027**	$ (3,167)	$ 20,048	$ 69,040

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	Dec. 31, 2024	Sep. 30, 2024	Jun. 30, 2024	Mar. 31, 2024
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	9,550	9,064	9,541	7,237
Heavy Crude Oil (bbl/d)	34,882	37,777	43,229	45,543
Crude Oil (bbl/d)	44,432	46,841	52,770	52,780
Conventional Natural Gas (mcf/d)	5,190	4,368	4,788	3,348
Total (boe/d)	45,297	47,569	53,568	53,338
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	64.01	69.07	75.69	71.02
Financial (000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	$ 277,824	$ 302,033	$ 364,874	$ 335,298
Funds flow provided by operations[5]	$ 141,201	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307
Per share – basic[2][4]	1.43	1.50	1.77	1.43
Per share – diluted[2][4]	1.43	1.50	1.77	1.43
Net income (loss)	$ (69,051)	$ 65,793	$ 3,845	$ 60,093
Per share – basic[4]	(0.70)	0.65	0.04	0.58
Per share – diluted[4]	(0.70)	0.65	0.04	0.58
Dividends paid	26,658	28,467	28,528	28,531
Per share – Cdn$[4][6]	0.385	0.385	0.385	0.375
Capital Expenditures[1]	$ 82,110	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	$ (2,569)	$ (6,318)	$ 9,817	$ 3,843
Total assets (end of period)	$ 2,155,062	$ 2,290,683	$ 2,324,483	$ 2,355,512
Outstanding shares (end of period) (000s)	98,339	100,031	101,616	102,914
Working capital surplus (end of period)[3][5]	$ 59,397	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Working capital does not include the undrawn amount available on the credit facility.
(4) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(5) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Factors that Caused Variations Quarter Over Quarter

Trends in net income, oil and natural gas sales and funds flow provided by operations are primarily associated with fluctuations in commodity sales from production which reflect changes in production levels and commodity prices, in addition to fluctuations in foreign currency (see "Foreign Exchange" section). Net income is also impacted by changes in non-cash impairment of property, plant and equipment, exploration and evaluation and long term-inventory assets. Changes in income taxes, as discussed in the section "Income Tax", also impact net income for current and deferred taxes, while funds flow provided by operations is impacted by current income taxes. Working capital trends are primarily associated with fluctuations in funds flow provided by operations, capital and long-term inventory expenditures in accordance with the Company's activities, bank debt borrowing or repayment, timing of settlement of receivables and payables and income taxes and the cost associated with share repurchases and dividend payments.

Refer to "Financial and Operating Results" for detailed discussions on variations during the comparative quarters and to Parex's previously issued annual and interim MD&As for further information regarding changes in prior quarters.

Fourth Quarter Results

Consolidated Statements of Comprehensive Income for the three months ended December 31, 2025 and 2024:

($000s) For the three month period ended December 31,		**2025**		2024
Oil and natural gas sales	**$**	**248,713**	$	277,824
Royalties		**(28,649)**		(41,094)
Net revenue		**220,064**		236,730
Other revenue		**2,827**		2,739
Commodity risk management contracts gain (loss)		**635**		(1,160)
Revenue		**223,526**		238,309
Expenses				
Production		**57,073**		67,708
Transportation		**23,081**		16,877
Purchased oil		**—**		59
General and administrative		**17,657**		17,900
Impairment of property, plant and equipment assets		**—**		78,417
Impairment of exploration and evaluation assets		**11,140**		49,424
Impairment of long-term inventory		**6,470**		10,000
Equity settled share-based compensation expense		**183**		223
Cash settled share-based compensation expense		**9,863**		5,926
Depletion, depreciation and amortization		**54,270**		53,984
Other expenses		**11,785**		2,208
Foreign exchange (gain) loss		**(2,089)**		2,194
Unrealized gain on marketable securities		**(4,616)**		—
		184,817		304,920
Finance (income)		**(1,154)**		(998)
Finance expense		**5,076**		4,318
Net finance expense		**3,922**		3,320
Income (loss) before income taxes		**34,787**		(69,931)
Income tax (recovery)				
Current tax expense (recovery)		**1,235**		(5,629)
Deferred tax (recovery) expense		**(41,313)**		4,749
		(40,078)		(880)
Net income (loss) and comprehensive income (loss) for the period	**$**	**74,865**	$	(69,051)

Liquidity and Capital Resources

The Company remains committed to delivering returns to shareholders, while also investing in its assets to provide a total shareholder return. Typically, the Company relies on funds flow provided by operations and its credit facility to meet capital requirements, dividend payments, share repurchases and maintain liquidity. After evaluating its current liquidity, working capital position, projected working capital needs, operational results, and financial forecasts, the Company anticipates that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities. While the Company deems this outlook reasonable, available cash and cash equivalents are subject to variations and risk associated with ordinary operations, and it cannot guarantee that all or part of its liquidity objective will be met, that sufficient internal funds will be generated, or that external financing will be available if needed.

The Company can adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure currently to include shareholders' equity, the credit facility and its working capital. As at December 31, 2025, shareholders' equity was $1,952.9 million (December 31, 2024 - $1,831.3 million).

As at December 31, 2025, the Company had a working capital surplus[(1)] of $28.0 million as compared to a working capital surplus[(1)] of $59.4 million at December 31, 2024.

As at December 31, 2025, Parex held $58.3 million of unrestricted cash compared to $98.0 million at December 31, 2024 and $69.8 million at September 30, 2025. The Company's cash balances reside primarily in current accounts with chartered financial institutions, the majority of which are held on account in Canada, Switzerland and Colombia in USD.

Parex's senior secured credit facility is with a syndicate of three Canadian banks has a current borrowing base of $240.0 million (December 31, 2024 - $240.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at December 31, 2025, $33.0 million (December 31, 2024 - $60.0 million) was drawn on the credit facility. The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 21, 2027. The next annual review is scheduled to occur in May 2026. The next re-determination of the credit facility is not expected to impact the Company's current or future operations, reduce the 2026 outlook or change the Company's guidance. Parex expects to draw on the credit facility at various times to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections. Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3:50:1, and other standard business operating covenants. The Company is in compliance with all covenants.

Refer to note 29 - Commitments and Contingencies of the audited consolidated financial statements for a description of the performance guarantees as well as the unsecured letters of credit.

(1) Capital Management Measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Outstanding Share Data

Parex is authorized to issue an unlimited number of voting common shares without nominal or par value. As at December 31, 2025, the Company had 95,974,136 common shares outstanding compared to 98,339,036 at December 31, 2024, a decrease of 2%. At March 3, 2026, the common shares outstanding remains as 95,974,136.

The Company has a stock option plan that provides for the issuance of stock options to acquire common shares to the Company's officers, executives and certain employees resulting in common shares issued from treasury.

As at March 3, 2026, Parex had the following securities outstanding:

	Number	%
Common shares	95,974,136	99
Stock options	1,085,025	1
	97,059,161	100

As of the date of this MD&A, total stock options outstanding represent approximately 1% of the total issued and outstanding common shares.

Contractual Obligations, Commitments and Guarantees

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will affect the Company's future operations and liquidity. These commitments primarily relate to joint venture farm-in arrangements, business collaboration agreements and exploration work commitments including seismic and drilling activities. The Company has discretion regarding the timing of capital spending for exploration work commitments, provided that the work is completed by the end of the exploration periods specified in the contracts or the Company can negotiate extensions of the exploration periods. The Company's exploration commitments are described in the Company's AIF under "Principal Properties". These obligations and commitments are considered in assessing cash requirements in the discussion of future liquidity.

In Colombia, the Company has provided guarantees to the ANH and Empresa Colombiana de Petróleos S.A., ("Ecopetrol") joint venture blocks related to the exploration work commitments on its Colombian concessions in the amount of $235.1 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $160.7 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

At December 31, 2025, the total lease obligation was $9.1 million (December 31, 2024 - $5.2 million) of which $7.8 million (December 31, 2024 - $4.6 million) is classified as long-term in accordance with the lease terms.

The following table summarizes the Company's estimated undiscounted commitments as at December 31, 2025:

($000s)	Total	<1 year	1 – 3 years	4 – 5 years	>5 years
Exploration	$ 753,488	$ 42,434	$ 242,619	$ 468,435	$ —
Office and accommodations[(1)]	6,966	2,984	2,815	1,167	—
Decommissioning and Environmental Obligations	274,188	10,158	—	—	264,030
Total	**$ 1,034,642**	**$ 55,576**	**$ 245,434**	**$ 469,602**	**$ 264,030**

(1) Includes minimum lease payment obligations associated with leases for office space and accommodations.

Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2023	**$ 71,523**	**$ 24,209**	**$ 95,732**
Additions	5,398	332	5,730
Settlements of obligations during the year	(7,038)	(3,235)	(10,273)
Loss on settlement of obligations	1,593	—	1,593
Accretion expense	6,853	2,353	9,206
Change in estimate - inflation and discount rates	(9,400)	(3,205)	(12,605)
Change in estimate - costs	1,725	(8,342)	(6,617)
Foreign exchange gain	(2,185)	(2,906)	(5,091)
Balance, December 31, 2024	**$ 68,469**	**$ 9,206**	**$ 77,675**
Additions	6,407	3,275	9,682
Property acquisitions - Note 11	702	118	820
Settlements of obligations during the year	(5,877)	(3,635)	(9,512)
Loss (gain) on settlement of obligations	596	(449)	147
Accretion expense	8,160	962	9,122
Change in estimate - inflation and discount rates	(6,197)	(1,192)	(7,389)
Change in estimate - costs	2,216	1,490	3,706
Foreign exchange loss	3,087	1,827	4,914
Balance, December 31, 2025	**77,563**	**11,602**	**89,165**
Current obligation	(7,318)	(2,840)	(10,158)
Long-term obligation	**$ 70,245**	**$ 8,762**	**$ 79,007**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at December 31, 2025, with the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $244.5 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $216.8 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later. A risk-free discount rate of 12.5% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2024 - 11.2% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2025 and 2024 are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $7.3 million (December 31, 2024 - $11.7 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $29.7 million as at December 31, 2025 (December 31, 2024 - $24.6 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 12.5% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2024 - 11.2% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used in 2025 and 2024 are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $2.8 million (December 31, 2024 - $2.9 million) that is classified as a current obligation.

A change to the assumed discount rate or inflation rate would have an the following impact on the decommissioning and environmental liabilities:

		2025		2024	
As at December 31,	**Sensitivity Range**	**Increase**	**Decrease**	Increase	Decrease
Risk-free discount rate	+/- one percent	**$ (5,551)**	**$ 6,157**	$ (5,349)	$ 6,022
Inflation rate	+/- one percent	**$ 6,600**	**$ (6,013)**	$ 6,406	$ (5,702)

Decommissioning and environmental liabilities are considered critical accounting estimates. There are significant uncertainties related to decommissioning and environmental expenditures and the impact on the financial statements could be material. The eventual timing of and costs for these expenditures could differ from current estimates. The main factors that can cause expected estimated cash flows in respect of decommissioning and environmental liabilities to change are:

- changes in laws, legislation and regulations;
- construction of new facilities;
- change in commodity price;
- change in the estimate of oil reserves and the resulting amendment to the life of reserves;
- changes in technology; and
- execution of decommissioning and environmental liabilities.

Subsequent Events

NCIB

On January 22, 2026, the Company commenced an NCIB to purchase for cancellation, from time to time, as it considers advisable up to a maximum of 9,407,490 Common Shares on the open market through the facilities of the TSX and/or alternative trading systems. The NCIB will terminate on January 21, 2027.

Proposal

On February 23, 2026, the Company announced that it has submitted an acquisition proposal (the "Proposal") to the Board of Directors of Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") to acquire all of Frontera's Colombian upstream business in an all-cash offer for consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million.

Binding Proposal

On March 2, 2026, the Company submitted a binding acquisition proposal (the "Binding Proposal") to the Board of Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") to acquire all of Frontera's Colombian upstream business in an all-cash offer for consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million. On the same day, Frontera provided an update on the previously-announced non-binding proposal by Parex, acknowledging receipt of a binding offer of $525 million and awaiting confirmation of certain terms.

Advisory on Forward-Looking Statements

Certain information regarding Parex set forth in this MD&A, including assessments by the Company's management of the Company's plans and future operations, contains forward-looking statements that involve substantial known and unknown risks and uncertainties. The use of any of the words "plan", "expect", "forecast", "project", "intend", "believe", "anticipate", "estimate" or other similar words, or statements that certain events or conditions "may" or "will" occur are intended to identify forward-looking statements. Such statements represent the Company's internal projections, estimates or beliefs concerning, among other things, future growth, results of operations, production, future capital and other expenditures (including the amount, nature and sources of funding thereof), competitive advantages, plans for and results of drilling activity, environmental matters, business prospects and opportunities. These statements are only predictions and actual events or results may differ materially. Although the Company's management believes that the expectations reflected in the forward-looking statements are reasonable, it cannot guarantee future results, levels of activity, performance or achievement since such expectations are inherently subject to significant business, economic, competitive, political and social uncertainties and contingencies. Many factors could cause the Company's actual results to differ materially from those expressed or implied in any forward-looking statements made by, or on behalf of, Parex. In particular, forward-looking statements contained in this MD&A include, but are not limited to, statements with respect to:

- the Company's operational strategy, plans, priorities and focus;
- Parex's expectation to provide a competitive return of capital through dividends and share repurchases, while investing in the Company's assets to provide a total shareholder return;
- Parex's expectations as to debt levels, commodity risk management and other hedging activities;
- Parex's 2026 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures; funds flow provided by operations, free funds flow and annual average production;
- Parex's expectation that crude oil inventory in future periods will be in line with normal historic levels;
- Parex's anticipated 2026 production expense per boe;
- Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period;
- that Parex will review its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis and maintains cash deposits primarily denominated in USD and COP in Canada, Switzerland and Colombia;
- Parex's foreign exchange sensitivity analysis;
- Parex's expectations regarding legal provisions, including the anticipated outcomes, estimated amounts and timing of potential outflows in connection therewith;
- Parex's approach to risk management and cash flow variability;
- Parex's plans to relinquish certain blocks;
- Parex's intentions to deploy long-lead inventory over the coming years and that Parex secures material and equipment ahead of its upcoming capital programs;
- the terms of the Company's credit facility including the timing of the next annual review and borrowing base redetermination;
- the Company's plan to draw on the credit facility to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections;
- the Company's expectation that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities;
- Parex's ability to adjust its capital structure and the mechanics thereof;
- Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and, decommissioning and environmental obligations, and the anticipated timing thereof;
- the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement;
- foreign currency risk and the ability to reverse unrealized foreign exchange gains and losses in the future;
- the Company's risk management strategy and the fluctuation of earnings based on strip prices;
- the Company's estimated effective tax rate for 2026;
- anticipated Brent and WTI prices;
- terms of certain of Parex's contractual obligations;
- Parex's plan to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of its operations;
- Parex's expectations regarding the Binding Proposal including the value and benefits thereof; and
- the statements set forth under "Accounting Policies and Estimates" in this MD&A.

These forward-looking statements are subject to numerous risks and uncertainties, including but not limited to: the impact of general economic conditions in Canada and Colombia; determination by Organization of Petroleum Exporting Countries ("OPEC") and other country as to production levels; industry conditions including changes in laws and regulations including adoption of new environmental laws and regulations, and changes in how they are interpreted and enforced in Canada and Colombia; continued volatility and fluctuations in market prices for oil; the impact of significant declines in market prices for oil; competition; lack of availability of qualified personnel; the results of exploration and development drilling and related activities; partner approval of capital work programs and other matters requiring approval; imprecision in reserve, resource and revenue estimates; incorrect forecasts of the production and growth potential of Parex's assets; obtaining required approvals of regulatory authorities in Canada and Colombia; risks associated with negotiating with foreign governments as well as country risk associated with conducting international activities; fluctuations in foreign exchange or interest rates; environmental risks; changes in income tax laws or changes in tax laws and incentive programs relating to the oil and natural gas industry; the risk that tariffs, taxes, restrictions or prohibitions on import or export of certain goods including oil and gas may have on the Company, the oil and gas industry or the global economy; ability to access sufficient capital from internal and external sources; risk that the fines and penalties recognized as legal provisions may be more than anticipated or outflows in respect thereof may occur sooner than anticipated; risk that the Company will not be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; the risk that Parex is unable to realize the anticipated benefits of acquisitions and dispositions, including of the GeoPark Shares or the Binding Proposal; the risk that Parex may not consummate a transaction with GeoPark or that Parex may incur a loss on the GeoPark Shares; the risk that Parex may incur significant costs related to the Binding Proposal, regardless of whether the Binding Proposal is successful or that Parex may not be able to complete a transaction with Frontera on the terms or timeline anticipated, or at all; risk of failure to achieve the anticipated benefits associated with acquisitions; failure of counterparties to perform under the terms of their contracts; changes to pipeline capacity; the risk that Parex's evaluation of its existing portfolio of development and exploration opportunities may not be consistent with its expectations; failure to meet expected production targets; the risk that Parex may not have sufficient financial resources in the future to pay a divided or repurchase shares under its NCIB; the risk that the Board may not declare dividends in the future and that there may not be base dividend growth or that Parex's dividend policy changes; the risk that Parex's risk management strategy may not be an effective means of managing and forecasting cash flow; the risk that Parex's capital expenditures, growth in production and production per share may be different than anticipated; the risk that the Company's capital and operating expenditures relating to the protection of the environment may be greater than anticipated; the risk that the Company's financial and operating results including, its 2026 guidance, may not be consistent with its expectations; the risk that the Company's environmental strategies may not be successful and that the Company may not remain in material compliance with environmental protection legislation; the risk that Parex may not deploy its long-lead inventory when anticipated; the risk that Parex may not be successful in attracting and retaining qualified successors to its Chief Executive Officer and other senior officers in the event of departure; the risk that the Company's inventory deployment in 2026 may be more or less than anticipated; the risks discussed under "Decommissioning and Environmental Liabilities" in this MD&A; the risks discussed under "Risk Factors" in the Company's AIF; and other factors, many of which are beyond the control of the Company. Readers are cautioned that the foregoing list of factors is not exhaustive. Additional information on these and other factors that could affect the Company's operations and financial results are included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities and may be accessed through the SEDAR+ website (www.sedarplus.ca).

Although the forward-looking statements contained in this MD&A are based upon assumptions which management believes to be reasonable, the Company cannot assure investors that actual results will be consistent with these forward-looking statements. With respect to forward-looking statements contained in this MD&A, Parex has made assumptions regarding, among other things: current and future commodity prices and royalty regimes; availability of skilled labour; timing and amount of capital expenditures; access to areas of the Company's operations and infrastructure in light of the impact of community unrest on the Company's operations; future exchange rates; the price of oil; the impact of increasing competition; conditions in general economic and financial markets; availability of drilling and related equipment; effects of regulation by governmental agencies and environmental legislation on the Company's operations; recoverability of reserves and future production rates; timing and number of dry hole write-offs permitted for Colombian tax purposes; the anticipated benefits from the voluntary corporate restructuring; royalty rates; future operating costs; foreign exchange rates; the duration and impact of tariffs, taxes, restrictions or prohibition of importing goods including oil and natural gas; the status of litigation; timing of drilling and completion of wells; that the Company will have sufficient cash flow, debt or equity sources or other financial resources required to fund its capital and operating expenditures and requirements as needed; that the Company's conduct and results of operations will be consistent with its expectations; that the Company will have the ability to develop the Company's oil and gas properties in the manner currently contemplated; current or, where applicable, proposed industry conditions, laws and regulations will continue in effect or as anticipated as described herein; that the estimates of the Company's reserves volumes and the assumptions related thereto (including commodity prices and development costs) are accurate in all material respects; that the Company will be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; on-stream timing of production from successful exploration wells; operational performance of non-operated producing fields; pipeline capacity; that Parex will have sufficient financial resources in the future to pay a dividend; that the Board will declare dividends in the future; that Parex will have sufficient financial resources to repurchase shares under its NCIB; that strip prices will remain unchanged; and other matters. The ability of the Company to carry out its business plan is primarily dependent upon the continued support of its shareholders, the discovery of economically recoverable reserves and the ability of the Company to obtain financing or generate sufficient cash flow to develop such reserves.

Forward-looking statements and other information contained in this MD&A concerning the oil and natural gas industry in the countries in which it operates and the Company's general expectations concerning this industry are based on estimates prepared by Management using data from publicly available industry sources as well as from resource reports, market research and industry analysis and on assumptions based on data and knowledge of this industry which the Company believes to be reasonable. However, this data is inherently imprecise, although generally indicative of relative market positions, market shares and performance characteristics. While the Company is not aware of any material misstatements regarding any industry data presented herein, the oil and natural gas industry involves numerous risks and uncertainties and is subject to change based on various factors.

Management has included forward looking information, and the above summary of assumptions and risks related to forward-looking information in this MD&A in order to provide shareholders with a more complete perspective on the Company's current and future operations and such information may not be appropriate for other purposes. The Company's actual results, performance or achievement could differ materially from those expressed in, or implied by, these forward-looking statements and, accordingly, no assurance can be given that any of the events anticipated by the forward-looking statements will transpire or occur, or if any of them do, what benefits Parex will derive there from. These forward-looking statements are made as of the date of this MD&A and Parex disclaims any intent or obligation to update publicly any forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or results or otherwise, other than as required by applicable securities laws.

This MD&A contains information that may be considered a financial outlook under applicable securities laws about the Company's potential financial position, including, but not limited to: Parex's 2026 guidance, including its anticipated funds flow provided by operations netback, capital expenditures, funds flow provided by operations, and free funds flow; Parex's anticipated 2026 production expense per boe; Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period; Parex's foreign exchange sensitivity analysis; Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and decommissioning and environmental obligations; and the anticipated timing thereof; the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement; Parex's estimated fines and penalties recognized under legal provisions, including the anticipated timing thereof; and the Company's estimated effective tax rate for 2026; all of which are subject to numerous assumptions, risk factors, limitations and qualifications, including those set forth in the above paragraphs. The actual results of operations of the Company and the resulting financial results will vary from the amounts set forth in this MD&A and such variations may be material. This information has been provided for illustration only and with respect to future periods are based on budgets and forecasts that are speculative and are subject to a variety of contingencies and may not be appropriate for other purposes. Accordingly, these estimates are not to be relied upon as indicative of future results. Except as required by applicable securities laws, the Company undertakes no obligation to update such financial outlook. The financial outlook contained in this MD&A was made as of the date of this MD&A and was provided for the purpose of providing further information about the Company's potential future business operations. Readers are cautioned that the financial outlook contained in this MD&A is not conclusive and is subject to change.

Distribution Advisory

The Company's future shareholder distributions, including but not limited to the payment of dividends and the acquisition by the Company of its shares pursuant to its NCIB, if any, and the level thereof is uncertain. Any decision to pay further dividends on the common shares (including the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date in connection therewith and any special dividends) or acquire shares of the Company will be subject to the discretion of the Board of Directors of Parex and may depend on a variety of factors, including, without limitation the Company's business performance, financial condition, financial requirements, growth plans, expected capital requirements and other conditions existing at such future time including, without limitation, contractual restrictions and satisfaction of the solvency tests imposed on the Company under applicable corporate law. Further, the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date of any dividend are subject to the discretion of the Board. There can be no assurance that the Company will pay dividends or repurchase any shares of the Company in the future.

Oil & Gas Matters Advisory

This MD&A contains a number of oil and gas metrics, including operating netbacks and FFO netbacks. These oil and gas metrics have been prepared by management and do not have standardized meanings or standard methods of calculation and therefore such measures may not be comparable to similar measures used by other companies and should not be used to make comparisons. Such metrics have been included herein to provide readers with additional measures to evaluate the Company's performance; however, such measures are not reliable indicators of the future performance of the Company and future performance may not compare to the performance in previous periods and therefore such metrics should not be unduly relied upon. Management uses these oil and gas metrics for its own performance measurements and to

provide security holders with measures to compare the Company's operations over time. Readers are cautioned that the information provided by these metrics, or that can be derived from the metrics presented in this MD&A, should not be relied upon for investment or other purposes.

The term "Boe" means a barrel of oil equivalent on the basis of 6 thousand cubic feet ("Mcf") of natural gas to 1 bbl. Boe may be misleading, particularly if used in isolation. A boe conversion ratio of 6 Mcf:1 Bbl is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead. Given the value ratio based on the current price of crude oil as compared to natural gas is significantly different from the energy equivalency of 6 Mcf:1Bbl, utilizing a conversion ratio at 6 Mcf:1 Bbl may be misleading as an indication of value.

Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory

This MD&A uses various "non-GAAP financial measures", "non-GAAP ratios", "supplementary financial measures" and "capital management measures" (as such terms are defined in NI 52-112), which are described in further detail below. Such measures are not standardized financial measures under IFRS and might not be comparable to similar financial measures disclosed by other issuers. Investors are cautioned that non-GAAP financial measures should not be construed as alternatives to or more meaningful than the most directly comparable GAAP measures as indicators of Parex's performance.

These measures facilitate management's comparisons to the Company's historical operating results in assessing its results and strategic and operational decision-making and may be used by financial analysts and others in the oil and natural gas industry to evaluate the Company's performance. Further, management believes that such financial measures are useful supplemental information to analyze operating performance and provide an indication of the results generated by the Company's principal business activities.

Set forth below is a description of the non-GAAP financial measures, non-GAAP ratios, supplementary financial measures and capital management measures used in this MD&A.

Non-GAAP Financial Measures

Capital expenditures, *is a non-GAAP financial measure which the Company uses to describe its capital costs associated with oil and gas expenditures. The measure considers both property, plant and equipment expenditures and exploration and evaluation asset expenditures which are items in the Company's statement of cash flows for the period and is calculated as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Property, plant and equipment expenditures	**$ 47,575**	$ 62,799	**$ 200,595**	$ 221,250	$ 310,933
Exploration and evaluation expenditures	**37,045**	19,311	**109,730**	126,445	172,410
Capital expenditures	**$ 84,620**	$ 82,110	**$ 310,325**	$ 347,695	$ 483,343

	For the three months ended					
($000s)	September 2025	June 2025	March 2025	September 2024	June 2024	March 2024
Property, plant and equipment expenditures	$ 59,002	$ 49,067	$ 44,951	$ 68,406	$ 49,214	$ 40,831
Exploration and evaluation expenditures	20,959	39,623	12,103	13,961	48,583	44,590
Capital expenditures	$ 79,961	$ 88,690	$ 57,054	$ 82,367	$ 97,797	$ 85,421

Free funds flow, *is a non-GAAP financial measure that is determined by funds flow provided by operations less capital expenditures. The Company considers free funds flow to be a key measure as it demonstrates Parex's ability to fund returns of capital, such as the NCIB or dividends, without accessing outside funds and is calculated as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Cash provided by operating activities	**$ 107,744**	$ 67,847	**$ 424,756**	$ 569,915	$ 376,471
Net change in non-cash assets and liabilities	**15,178**	73,354	**30,229**	52,318	291,311
Funds flow provided by operations	**122,922**	141,201	**454,985**	622,233	667,782
Capital expenditures	**84,620**	82,110	**310,325**	347,695	483,343
Free funds flow	**$ 38,302**	$ 59,091	**$ 144,660**	$ 274,538	$ 184,439

EBITDA, *is a non-GAAP financial measure that is defined as net income (loss) adjusted for finance income and expense, other expense, income tax expense (recovery) and depletion, depreciation and amortization.*

Adjusted EBITDA, *is a non-GAAP financial measure defined as EBITDA adjusted for non-cash impairment charges, share-based compensation expense (recovery), unrealized foreign exchange gains (losses) and unrealized gains (losses) on risk management contracts and marketable securities.*

The Company considers EBITDA and Adjusted EBITDA to be key measures as they demonstrate Parex's profitability before finance income and expenses, taxes, depletion, depreciation and amortization and other non-cash items. A reconciliation from net income to EBITDA and Adjusted EBITDA is as follows:

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Net income (loss)	**$ 74,865**	$ (69,051)	**$ 255,083**	$ 60,680	$ 459,309
Adjustments to reconcile net income (loss) to EBITDA:					
Finance income	**(1,154)**	(998)	**(4,369)**	(4,315)	(14,055)
Finance expense	**5,076**	4,318	**21,402**	18,408	13,834
Other expense	**11,785**	2,208	**29,200**	6,227	2,582
Income tax (recovery) expense	**(40,078)**	(880)	**(20,277)**	248,592	(5,070)
Depletion, depreciation and amortization	**54,270**	53,984	**200,405**	215,770	194,229
EBITDA	**$ 104,764**	$ (10,419)	**$ 481,444**	$ 545,362	$ 650,829
Non-cash impairment charges	**17,610**	137,841	**17,610**	142,502	142,540
Share-based compensation expense	**10,046**	6,149	**30,516**	1,462	30,364
Unrealized foreign exchange (gain) loss	**677**	2,581	**(10,857)**	29,603	(6,453)
Unrealized (gain) loss on risk management contracts	**172**	1,160	**(1,160)**	1,160	—
Unrealized gain on marketable securities	**(4,616)**	—	**(4,616)**	—	—
Adjusted EBITDA	**$ 128,653**	$ 137,312	**$ 512,937**	$ 720,089	$ 817,280

Operating netback, *is a non-GAAP financial measure that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback as oil and natural gas sales from production less royalties, operating, and transportation expense. Refer to "Financial and Operational Results – Consolidated Results of Operations" for the calculation of operating netback.*

Non-GAAP Ratios

Operating netback per boe, *is a non-GAAP ratio that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback per boe as operating netback divided by the total equivalent sales volume including purchased oil volumes for oil and natural gas sales price and transportation expense per boe and by the total equivalent sales volume excluding purchased oil volumes for royalties and operating expense per boe.*

Funds flow provided by operations netback per boe*, is a non-GAAP ratio that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities, divided by produced oil and natural gas sales volumes. The Company considers funds flow provided by operations netback per boe to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to current commodity prices.*

Basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share, *is a non-GAAP ratio that is calculated by dividing funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted funds flow provided by operations per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding.*

Capital Management Measures

Funds flow provided by operations, *is a capital management measure that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities. The Company considers funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs. A reconciliation from cash provided by operating activities to funds flow provided by operations is as follows:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Cash provided by operating activities	**$107,744**	$ 67,847	**$ 424,756**	$ 569,915	$ 376,471
Net change in non-cash assets and liabilities	**15,178**	73,354	**30,229**	52,318	291,311
Funds flow provided by operations	**$122,922**	$ 141,201	**$ 454,985**	$ 622,233	$ 667,782

	For the three months ended					
($000s)	September 2025	June 2025	March 2025	September 2024	June 2024	March 2024
Cash provided by operating activities	$ 86,992	$ 142,642	$ 87,378	$ 181,874	$ 222,782	$ 97,412
Net change in non-cash assets and liabilities	18,306	(37,821)	34,566	(30,101)	(41,830)	50,895
Funds flow provided by operations	$ 105,298	$ 104,821	$ 121,944	$ 151,773	$ 180,952	$ 148,307

Working capital surplus (deficit), *is a capital management measure which the Company uses to describe its liquidity position and its ability to meet its short-term liabilities. Working capital surplus (deficit) is defined as current assets less current liabilities:*

	For the three months ended December 31,		For the year ended December 31,		
($000s)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Current assets	**$273,994**	$245,943	**$ 273,994**	$ 245,943	$ 337,175
Current liabilities	**245,967**	186,546	**245,967**	186,546	258,148
Working capital surplus	**$ 28,027**	$ 59,397	**$ 28,027**	$ 59,397	$ 79,027

	For the three months ended					
($000s)	September 2025	June 2025	March 2025	September 2024	June 2024	March 2024
Current assets	$ 224,109	$ 239,485	$ 259,256	$ 248,208	$ 281,846	$ 276,113
Current liabilities	227,276	219,437	190,216	210,699	247,690	220,212
Working capital surplus (deficit)	$ (3,167)	$ 20,048	$ 69,040	$ 37,509	$ 34,156	$ 55,901

Supplementary Financial Measures

"DD&A expense per boe" is comprised of DD&A expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Dividends paid per share" is comprised of dividends declared, as determined in accordance with IFRS, divided by the number of shares outstanding at the dividend record date.

"Effective current tax rate as a per cent of funds flow provided by operations before tax" is comprised of current income tax expense, as determined in accordance with IFRS, divided by funds flow provided by operations before tax.

"G&A expense per boe" is comprised of net G&A expense after recoveries and capitalization, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total production.

"Net revenue per boe" is comprised of net revenue, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and includes purchased oil volumes.

"Non-operated production expense per boe" is comprised of operated production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent non-operated sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Oil and natural gas sales price per boe" is comprised of total commodity sales from oil and natural gas production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil and natural gas sales volumes including purchased oil volumes.

"Operated production expense per boe" is comprised of operated production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent operated sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Price differential and transportation expense per bbl" is comprised of realized oil sales price per bbl, as defined herein, less Brent crude price to calculate the price differential, plus transportation expense per bbl as defined herein.

"Production expense per boe" is comprised of production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Realized oil sales price per bbl" is comprised of total oil sales, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased oil volumes.

"Realized natural gas price per Mcf" is comprised of natural gas commodity sales from production, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's natural gas sales volumes.

"Royalties per boe" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volume and excludes purchased oil volumes.

"Royalties as a percentage of sales" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales from production, excluding purchased oil volumes, as determined in accordance with IFRS.

"Transportation expense per bbl" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the Company's total oil sales volumes equivalent sales volume including purchased oil volumes.

"Transportation expense per boe" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales volumes including purchased oil volumes.

Environmental Initiatives Impacting Parex

In Colombia there is currently a nascent regulation that obliges companies to specifically monitor and report greenhouse gas ("GHG") emissions. Although at the present time there is no enforceable regulation related to climate change or GHG emissions in Colombia, Parex has a plan in place to monitor and disclose key metrics surrounding the environmental impacts of Parex's operations. Climate change regulation has the potential to significantly affect the regulatory environment of the crude oil and natural gas industry in Colombia. Such regulations impose certain costs and risks on the industry, and there remains some uncertainty with regard to the impact of climate change and environmental laws and regulations on Parex, as Parex is unable to predict additional legislation or amendments that the Colombian government may enact in the future. Any new laws and regulations, or additional requirements to existing laws and regulations, could have a material impact on the Company's operations and cash flow.

As of December 31, 2022, Colombia has ratified the Regional Agreement on Access to Information, Public Participation and Justice in Environmental Matters in Latin America and the Caribbean (the "Escazu Agreement"). The Company cannot predict with any certainty at this time the impacts to the Company that implementation of the Escazu Agreement may entail, as no details are yet available regarding the ways in which implementation will be carried out for the countries that have ratified it. However, it is anticipated that the Escazu Agreement will increase the participation of communities and the demand for access to information, which could affect the processes for obtaining environmental licenses, permits and authorizations applicable to the Company, may result in the incurrence of additional unanticipated costs, and could create friction with the communities, among other risks.

Business Environment and Risks

Parex is exposed to a number of risks through the pursuit of its strategic objectives including but not limited to operational, financial, competitive, political and environmental risks. Some of these risks impact the oil and gas industry as a whole and others are unique to the Company's operations. As a participant in the oil and natural gas industry, Parex is exposed to risks such as unsuccessful exploration and exploitation activities, the inability to find new reserves that are commercially and economically feasible, estimating amounts of recoverable reserves, production of oil and gas in commercial quantities, marketability of oil and gas produced, fluctuations in commodity prices, stock market volatility, debt service which may limit timing or amount of dividends as well as market price of shares, financial and liquidity risks and environmental and safety risks.

Parex's indirect Colombian entities have various working interests in numerous exploration and production blocks in the Llanos basin, as well as the Upper Magdalena, Middle Magdalena and Lower Magdalena basins. Further, all of Parex's oil and gas reserves and production are in Colombia. A number of the Company's contracts authorizing the exploration, development and production of hydrocarbons have exploration commitments, and in some cases, a portion of the commitments is guaranteed by issued letters of credit. Therefore, Parex will be subject to additional risks associated with international operations in Colombia.

The Company works to mitigate these risks by hiring or contracting highly skilled professionals who have demonstrated the ability to generate high quality proprietary geological and geophysical prospects. Parex has retained independent petroleum consultants that assist the Company in evaluating recoverable amounts of oil and gas reserves. Values of recoverable reserves are based on a number of variable factors and assumptions such as commodity prices, production forecasts and future development costs. Such estimates will vary from actual results and such variations may be material.

The Company mitigates its risk related to producing hydrocarbons through the utilization of current technology and information systems. In addition, Parex operates the majority of its properties and, therefore, has significant control over the timing, direction and costs related to exploration commitments and development opportunities. When the Company does not operate, it relies on its joint venture partners to maintain operational control.

Parex is exposed to market risk to the extent that the demand for oil and gas produced by the Company exists. External factors beyond the Company's control may affect the marketability of oil and gas produced. These factors include commodity prices and variations in foreign currency exchange rates which, in turn, respond to economic and political circumstances throughout the world. Oil and natural gas prices are affected by worldwide supply and demand fundamentals. Parex uses derivative contracts to mitigate its exposure to the potential adverse impacts of commodity price and foreign exchange volatility.

Exploration and production for oil and gas is capital intensive. In addition to funds flow, Parex utilizes bank financing to support ongoing capital investments which exposes the Company to fluctuations in interest rates on its bank debt. Funds flow also fluctuates with changing commodity prices. Equity and debt capital are subject to market conditions, and availability and cost may increase or decrease from time to time.

The impact of any risk or a combination of risks may adversely affect, among other things, Parex's business, reputation, financial condition, results of operations and cash flows, which may reduce or restrict its ability to pursue its strategic priorities, respond to changes in the operating environment, and fulfill commitments and obligations, and may materially affect the market price of the Company's securities.

Additional information regarding risk factors, assumptions and uncertainties can be found under the heading "Forward Looking Statements" of this MD&A and in the "Risk Factors" section in the AIF of the Company, which is available on the Company's SEDAR+ profile at www.sedarplus.ca.

Internal Controls over Financial Reporting

Disclosure controls and procedures ("DC&P"), as defined in National Instrument 52-109 *Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings*, are designed to provide reasonable assurance that information required to be disclosed in annual filings, interim filings or other reports filed, or submitted by the Company under securities legislation authorities is recorded, processed, summarized and reported within the time periods specified in the securities legislation and include controls and procedures designed to ensure that information required to be disclosed by the Company in its annual filings, interim filings or other reports filed or submitted under securities legislation is accumulated and communicated to the Company's management, including the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, as appropriate, to allow timely decisions regarding required disclosure. The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer of Parex evaluated the effectiveness of the design and operation of the Company's DC&P. Based on that evaluation, the Chief Executive Officer and Chief Financial Officer concluded Parex DC&P were effective as at December 31, 2025.

Internal control over financial reporting ("ICFR"), as defined in National Instrument 52-109, includes those policies and procedures that:

1) Pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect transactions and dispositions of assets of Parex;
2) Are designed to provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles and that receipts and expenditures of Parex are being made in accordance with authorizations of management and Directors of Parex; and
3) Are designed to provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the Company's assets that could have a material effect on the annual financial statements or interim financial reports.

The Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer are responsible for establishing and maintaining ICFR for Parex. They have, as at the financial year ended December 31, 2025, designed ICFR, or caused it to be designed under their supervision, to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with IFRS. The control framework Parex officers used to design the Company's ICFR is the 2013 Internal Control - Integrated Framework ("COSO Framework") published by The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO"). Under the supervision of the Chief Executive Officer and the Chief Financial Officer, Parex conducted an evaluation of the effectiveness of the Company's ICFR as at December 31, 2025 based on the COSO Framework. Based on this evaluation, the officers concluded that as of December 31, 2025, Parex maintained effective ICFR. It should be noted that while Parex officers believe that the Company's controls provide a reasonable level of assurance with regard to their effectiveness, they do not expect that the DC&P and ICFR will prevent all errors and fraud. A control system, no matter how well conceived or operated, can provide only reasonable, but not absolute, assurance that the objectives of the control system are met.

There were no changes in Parex's ICFR during the year ended December 31, 2025 that materially affected, or are reasonably likely to materially affect, the Company's ICFR.

Off-Balance-Sheet Arrangements

The Company did not enter into any off-balance-sheet arrangements during the twelve months ended December 31, 2025 other than normal course guarantees entered into in the form of letters of credit to support the exploration work commitments on its blocks. For further information refer to "Contractual Obligations, Commitments and Guarantees" section above and note 29 - Commitments and Contingencies in the audited consolidated financial statements.

Financial Instruments and Other Instruments

The Company's non-derivative financial instruments recognized in the consolidated balance sheet consist of cash and cash equivalents, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity.

Related Party Transactions

Compensation of Key Management Personnel

Key management personnel compensation, including directors, is as follows:

		2025		2024
Salaries, directors' fees and other benefits	**$**	**4,306**	$	4,356
Equity settled share-based compensation		**439**		478
Cash settled share-based compensation		**4,568**		5,846
	$	**9,313**	$	10,680

Other Related Party Transactions

The Company did not have any related party transactions with entities outside the consolidated group for the years ended December 31, 2025 and 2024.

Material Accounting Policies

Refer to note 3 - Summary of Material Accounting Policies of the audited consolidated financial statements for a summary of significant accounting policies applied by the Company.

Significant Accounting Estimates

The preparation of consolidated financial statements in accordance with IFRS requires management to make significant judgments, assumptions and estimates that affect the financial results of the Company. The following discussion outlines the accounting policies and practices involving the use of estimates that the Company believes are critical in determining Parex's financial results.

Oil and natural gas reserves

The Company retains qualified independent reserves evaluators to evaluate the Company's proved and probable oil and natural gas reserves. As at December 31, 2025, and in prior periods, Parex's reserves were evaluated by GLJ Ltd., who are a firm of qualified independent reserves evaluators. The evaluation was conducted in accordance with the COGE handbook and NI 51-101. The Operations and Reserves Committee of the Company's Board of Directors is comprised of independent directors whose mandate is to steward the reserves evaluation process.

The estimation of reserves involves the exercise of judgment. Forecasts are based on engineering data, expected rates of production and the timing of future capital expenditures, all of which are subject to major uncertainties and interpretations. The Company expects that over time its reserve estimates will be revised upward or downward based on updated information such as the results of future drilling, testing and production levels. Reserve estimates can have a significant impact on net income, as they are a key component in the calculation of DD&A and for determining potential asset impairment. A downward revision in reserves estimates or an increase in estimated future development costs could result in the recognition of a higher DD&A charge to net income.

Oil and natural gas assets (development and producing costs) are aggregated into CGUs based on their ability to generate largely independent cash flows. If the carrying value of the CGU exceeds the recoverable amount, the CGU is written down with an impairment recognized in net income. The recoverable amount of an asset or CGU is the greater of its fair value less costs to sell and its value in use. Fair value less costs to sell may be determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of impairments charged to net income.

Reversals of impairments are recognized when there has been a subsequent increase in the recoverable amount. In this event, the carrying amount of the asset or CGU is increased to its revised recoverable amount with an impairment reversal recognized in net income.

Decommissioning and Environmental Liabilities

The Company is required to recognize a liability for future dismantling, decommissioning, environmental, abandoning and site disturbance remediation costs associated with the Company's oil and natural gas properties in accordance with existing laws, contracts or other policies. The fair value of the estimated decommissioning and environmental liability is recorded as a long-term liability, with a corresponding increase in the carrying amount of the related long-lived asset, which is depleted on a unit-of-production basis over the life of the reserves. The liability is adjusted each reporting period to reflect the passage of time, with the accretion charged to net income, and for revisions to the estimated future cash flows. Actual costs incurred upon settlement of the obligations are charged against the liability.

Decommissioning and environmental liabilities are determined by using management's best estimate of costs, taking into account the anticipated method and extent of restoration consistent with legal requirements, technological advances, industry practices and the possible use of the site. Since these estimates are specific to the sites involved, there are many individual assumptions underlying the Company's total decommissioning and environmental liability. These individual assumptions can be subject to change based on experience. Restoration technologies and costs are constantly changing, as are regulatory, political, environmental, safety and public relations considerations. The Company estimates future decommissioning and environmental costs based on current estimates adjusted for inflation. This estimate for inflation is also subject to management uncertainty.

Current and Deferred Tax

The Company follows the liability method of accounting for income taxes. Under this method, future tax assets and liabilities are determined based on differences between the financial reporting and tax basis of assets and liabilities and are measured using substantially enacted tax rates and laws that will be in effect when the differences are expected to reverse. The effect of a change in income tax rates on deferred tax liabilities and assets is recognized in net income in the period that the change occurs. Deferred tax assets are only recognized to the extent that it is probable that sufficient future taxable income will be available in the applicable jurisdiction to allow the deferred tax assets to be realized.

The determination of the Company's income and other tax liabilities requires interpretation of complex laws and regulations from multiple jurisdictions. Rates are also affected by legislative changes. All tax filings are subject to audit and potential reassessment after the lapse of considerable time. Accordingly, the actual income tax liability may differ significantly from that estimated and recorded in the financial statements. Estimates of current income tax for interim periods are also subject to additional uncertainty. A variety of factors cannot be known until year-end and, therefore, estimates are used for interim period current tax provisions.

Share-Based Compensation

The Company records share-based compensation expense using the fair value method. The fair value of an option is calculated at the grant date and expensed equally over the vesting term of the option. The Company records the cumulative stock option based compensation as contributed surplus. When options are exercised, contributed surplus is reduced and share capital is increased by the amount of accumulated share-based compensation for the exercised option. Any consideration received on the exercise of stock options is credited to share capital. The determination of share-based compensation expense is based on assumptions regarding stock volatility, risk-free interest rates and the expected life of the options. These assumptions, by their nature, are subject to measurement uncertainty.

The fair value of CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares on the date of issuance, and expensed over the vesting period of the CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CosRSUs, CosPSUs, LDRSUs and LDPSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

CosPSUs and LDPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs and LDPSUs eligible to vest at the end of the performance period. The expense recognized over the vesting period of the CosPSUs and LDPSUs is the fair value of the CosPSUs and LDPSUs with an estimated adjustment factor.

The fair value of CRSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares on the date of issuance and expensed over the vesting period of the CRSUs. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the CRSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

The fair value of a DSU is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the date of issuance and expensed immediately. In accordance with the fair value method, increases or decreases in the fair value of the DSUs result in a corresponding change in the recorded liability. The accrued compensation for a right that is forfeited is adjusted by decreasing compensation cost in the period of forfeiture.

Goodwill

Goodwill represents the excess of purchase price over fair value of net assets acquired and is assessed for impairment at December 31 of each year. To test for impairment, goodwill is allocated to each of the Company's CGUs, or groups of CGUs, that are expected to benefit from the acquisition and is tested as described in the Company's impairment policy. The recoverable amount of an asset or a CGU is the greater of its value in use and its fair value less costs of disposal ("FVLCD").

Value in use is determined by estimating the present value of the future net cash flows expected to be derived from the continued use of the asset or CGU. FVLCD is based on available market information, where applicable. In the absence of such information, FVLCD is determined using discounted future net cash flows of proved plus probable reserves using forecast prices and costs. A downward revision in reserves estimates could result in the recognition of a goodwill impairment charge to net earnings.

These calculations require the use of estimates and assumptions and are subject to changes as new information becomes available including information on future commodity prices, expected production volumes, quantity of reserves and discount rates as well as future development and operating costs. Changes in assumptions used in determining the recoverable amount could affect the carrying value of the related assets and CGUs.

Derivative liabilities

Risk management contracts are initially recognized at fair value on the date a derivative contract is entered into and are remeasured at their fair value at each subsequent reporting date. The fair value of the risk management contract on initial recognition is normally the transaction price. Subsequent to initial recognition, the fair value is based on quoted market price where available from active markets, otherwise fair values are estimated based on market prices at the reporting date for similar assets or liabilities with similar terms and conditions.

Legal, Environmental Remediation and other Contingent Matters

In respect of these matters, the Company is required to determine both whether a loss is probable based on judgment and interpretation of laws and regulations and if such a loss can reasonably be estimated. When any such loss is determined, it is charged to net income. Management continually monitors known and potential contingent matters and makes appropriate provisions by charges to net income when warranted by circumstances.

DIRECTORS

Wayne Foo
Chairman of the Board

Glenn McNamara
Vice Chair

Lynn Azar

Alberto Consuegra

Sigmund Cornelius

Mona Jasinski

Jeff Lawson

G.R. (Bob) MacDougall

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

OFFICERS & SENIOR EXECUTIVES

Imad Mohsen
President & Chief Executive Officer

Daniel Ferreiro
President & Country Manager, Parex Resources (Colombia) AG Sucursal

Cameron Grainger
Chief Financial Officer

Eric Furlan
Chief Operating Officer

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Joshua Share
Sr. Vice President, Corporate Services

Katie Bernard
Vice President, New Ventures

CORPORATE HEADQUARTERS

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue S.W.,
Calgary, Alberta, Canada T2P 1G1

Tel: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OPERATING OFFICES

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A
Bogotá, Colombia

Tel: +57 (601) 841-8457

AUDITORS

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

LEGAL COUNSEL

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

TRANSFER AGENT AND REGISTRAR

Odyssey Trust Company
Calgary, Alberta

RESERVES EVALUATORS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

INVESTOR RELATIONS

Michael Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Tel: 403-517-1733

Steven Eirich
Sr. Investor Relations & Communications Advisor

Tel: 587-293-3286

E-mail: investor.relations@parexresources.com

Website: www.parexresources.com

ABBREVIATIONS

Oil and Natural Gas Liquids	
bbl(s)	barrel(s)
mbbls	thousand barrels
bbl(s)/d	barrels of oil per day
BOE or boe	barrel of oil equivalent, using the conversion factor of 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barrels of oil equivalent per day
mcf	thousand cubic feet
mcf/d	thousand cubic feet per day

Other	
WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
kms	Kilometers
FFO	Funds flow provided by operations

"BOEs" may be misleading, particularly if used in isolation. A BOE conversion ratio of six thousand cubic feet of natural gas to one barrel of oil equivalent (6 mcf: 1 bbl) is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead.

Certificado de Traductor Oficial

La suscrita, Patricia Silva Aldana, certifico que soy traductora oficial debidamente registrada con el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia, con registro oficial emitido por el Ministerio de Justicia de Colombia por medio de la Resolución No. 0486 de 2004.

Adicionalmente, certifico la traducción de los tres (3) documentos[1] que acompañan esta certificación, los cuales se encuentran originalmente en idioma inglés, y que, a mi leal saber y entender, es una traducción veraz y correcta.

Certifico, por último, que soy competente en los idiomas ESPAÑOL e INGLÉS para certificar dicha traducción.



La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Por: _____ Fecha: 21 de agosto, 2026

Patricia Silva

Traductora e Interprete Oficial

[1]Parex Resources Financial Statements December 31, 2025; Parex Resources Financial Statements June 30, 2026; Parex Resources INC, Secretary's Certificate

PAREX RESOURCES
ESTADOS FINANCIEROS

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

INFORME DE LA GERENCIA

La gerencia es responsable de la fiabilidad e integridad de los estados financieros consolidados, las notas a los estados financieros consolidados y otra información financiera presentada en otras partes de este informe anual.

Los estados financieros consolidados fueron preparados por la gerencia de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad. Dado que la determinación precisa de muchos activos y pasivos depende de eventos futuros, la preparación oportuna de los estados financieros requiere que la gerencia realice estimaciones y supuestos y utilice su criterio. Cuando existen métodos contables alternativos, la gerencia ha elegido aquellos que considera más apropiados según las circunstancias.

PricewaterhouseCoopers LLP fue designada por los accionistas de la Compañía para expresar una opinión de auditoría sobre los estados financieros consolidados. Su examen incluyó las pruebas y procedimientos que consideraron necesarios para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de incorrecciones materiales.

La Junta Directiva es responsable de supervisar que la gerencia cumpla con sus responsabilidades de información financiera y control interno. La Junta ejerce esta responsabilidad a través del Comité de Finanzas y Auditoría. El Comité de Finanzas y Auditoría recomienda a la Junta el nombramiento de los auditores externos, evalúa su independencia y aprueba sus honorarios. El Comité de Finanzas y Auditoría se reúne periódicamente con la gerencia y los auditores externos para supervisar que las responsabilidades de la gerencia se cumplan adecuadamente, revisar los estados financieros consolidados y recomendar que los estados financieros consolidados sean presentados a la Junta para su aprobación. Los auditores externos tienen acceso pleno y sin restricciones al Comité de Finanzas y Auditoría para discutir su auditoría y sus hallazgos.

"Firmado"
Imad Mohsen
Presidente y Director Ejecutivo

"Firmado"
Cameron Grainger
Director Financiero

3 de marzo de 2026

PWC

Informe del auditor independiente

A los accionistas de Parex Resources Inc.

Nuestra opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan fielmente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de Parex Resources Inc. y sus subsidiarias (en conjunto, la Compañía) al 31 de diciembre de 2025 y 2024, así como su desempeño financiero y sus flujos de efectivo para los años terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Lo que hemos auditado

Los estados financieros consolidados de la Compañía comprenden:

- los balances generales consolidados al 31 de diciembre de 2025 y 2024;
- los estados consolidados de resultados integrales para los años terminados en dichas fechas;
- los estados consolidados de cambios en el patrimonio para los años terminados en dichas fechas;
- los estados consolidados de flujos de efectivo para los años terminados en dichas fechas; y
- las notas a los estados financieros consolidados, que incluyen información sobre las principales políticas contables y otra información explicativa.

Base para la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen con más detalle en la sección de Responsabilidades del auditor en la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión.

Independencia

Somos independientes de la Compañía de conformidad con los requisitos éticos que son relevantes para nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en Canadá. Hemos cumplido con nuestras otras responsabilidades éticas de conformidad con estos requisitos.

PricewaterhouseCoopers LLP
Suncor Energy Centre, 111 5th Avenue South West, Suite 2900
Calgary, Alberta, Canadá T2P 5L3
T.: +1 403 509 7500, F.: +1 403 781 1825
Fax a correo electrónico: ca_calgary_main_fax@pwc.com

"PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers LLP, una sociedad de responsabilidad limitada de Ontario.

Asuntos clave de auditoría

Los asuntos clave de auditoría son aquellos asuntos que, a nuestro juicio profesional, fueron de mayor importancia en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados para el año terminado el 31 de diciembre de 2025. Estos asuntos fueron abordados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión sobre los mismos, y no emitimos una opinión separada sobre estos asuntos.

Asunto clave de auditoría	Cómo nuestra auditoría abordó el asunto clave de auditoría
Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en el valor neto de propiedad, planta y equipo (PP&E) Consulte la nota 2 – Base de preparación, estimaciones y juicios contables significativos, la nota 3 – Resumen de principales políticas contables, y la nota 9 – Propiedad, planta y equipo de los estados financieros consolidados. La Compañía tenía $1.500,2 millones de propiedad, planta y equipo (PP&E) netas al 31 de diciembre de 2025. El gasto de agotamiento, depreciación y amortización (DD&A, por sus siglas en inglés) fue de $200,4 millones para el año terminado en esa fecha. La PP&E dentro de cada unidad generadora de efectivo (UGE) se agota utilizando el método de unidades de producción basado en reservas probadas más probables, incorporando los precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos previstos estimados en los que se incurrirá para desarrollar las reservas probadas más probables. Las reservas probadas más probables son preparadas por los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía (expertos de la gerencia). Los supuestos clave utilizados por la gerencia para determinar las reservas probadas más probables incluyen pronósticos de producción, precios futuros de las materias primas, y costos futuros de desarrollo y producción. Consideramos esto como una asunto clave de auditoría debido a (i) los juicios realizados por la gerencia, incluido el uso de expertos de la gerencia, al estimar las reservas probadas más probables; y (ii) un alto grado de juicio, subjetividad y esfuerzo del auditor al realizar procedimientos relacionados con los supuestos.	Nuestro enfoque para abordar el asunto incluyó los siguientes procedimientos, entre otros: • Probamos cómo la gerencia determinó las reservas probadas más probables utilizadas para determinar el gasto de DD&A, lo cual incluyó lo siguiente: - Se utilizó el trabajo de los expertos de la gerencia al realizar los procedimientos para evaluar la razonabilidad de las reservas probadas más probables. Como base para utilizar este trabajo, se evaluó la competencia, las capacidades y la objetividad de los expertos de la gerencia, se comprendió el trabajo realizado y se evaluó la idoneidad del trabajo como evidencia de auditoría. Los procedimientos realizados también incluyeron la evaluación de los métodos y los supuestos utilizados por los expertos de la gerencia, pruebas de los datos utilizados por los expertos de la gerencia y la evaluación de sus hallazgos para ciertas propiedades. - Evaluamos la razonabilidad de los supuestos utilizados, incluyendo los pronósticos de producción, los costos futuros de desarrollo y los costos futuros de producción, considerando el desempeño actual y pasado de la Compañía y si dichos supuestos eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría para ciertas propiedades, según corresponda. - Evaluamos la razonabilidad de las estimaciones de precios futuros de las materias primas comparando dichos pronósticos con pronósticos de la industria de terceros. • Recalculamos las tasas de unidades de producción utilizadas para calcular el gasto de DD&A.

Otra información

La gerencia es responsable de la otra información. La otra información comprende el Análisis y Discusión de la Gerencia.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no abarca la otra información y no expresamos ningún tipo de conclusión de garantía sobre la misma.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información identificada anteriormente y, al hacerlo, considerar si la otra información es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o con nuestro conocimiento obtenido en la auditoría, o si, por el contrario, parece contener incorrecciones materiales.

Si, con base en el trabajo que hemos realizado, llegamos a la conclusión de que existe una incorrección material de la otra información, estamos obligados a informar tal hecho. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades de la gerencia y de los encargados de la gobernanza en relación con los estados financieros consolidados

La gerencia es responsable de la preparación y presentación fiel de los estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF, así como del control interno que la gerencia considere necesario para permitir que la preparación de los estados financieros consolidados se haga libre de incorrecciones materiales, ya sea por fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la gerencia es responsable de evaluar la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha, revelando, en su caso, los asuntos relacionados con el negocio en marcha y utilizando la base contable de negocio en marcha, a menos que la gerencia tenga la intención de liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o bien no tenga otra alternativa más realista que hacerlo.

Los encargados de la gobernanza son responsables de supervisar el proceso de información financiera de la Compañía.

Responsabilidades del auditor en la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados en su totalidad están libres de incorrecciones materiales, bien sea por fraude o error, y emitir el informe del auditor que incluya nuestra opinión. La seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no es una garantía de que una auditoría efectuada de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá siempre detectará una incorrección material, cuando esta exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influirán en las decisiones económicas que los usuarios toman con base en estos estados financieros consolidados.

En el marco de una auditoría conforme a las normas de auditoría generalmente aceptadas en Canadá, ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos el escepticismo profesional a lo largo de toda la auditoría. Asimismo:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de que se produzcan incorrecciones materiales en los estados financieros consolidados, ya sea por fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría que respondan a dichos riesgos y obtenemos pruebas de auditoría suficientes y adecuadas para fundamentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material resultante de un fraude es mayor que aquella resultante de un error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionadas, tergiversaciones o la anulación del control interno.

- Obtenemos un entendimiento del control interno relevante para la auditoría, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía.

- Evaluamos la procedencia de las políticas contables empleadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información facilitada por la gerencia.

- Concluimos sobre la procedencia de la utilización por parte de la gerencia de la base contable de negocio en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Si llegamos a la conclusión de que existe una incertidumbre material, estamos obligados a llamar la atención en nuestro informe de auditoría sobre las revelaciones relacionadas en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones son inadecuadas, a modificar nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en las pruebas de auditoría obtenidas hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Compañía deje de ser un negocio en marcha.

- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si éstos representan las transacciones y hechos subyacentes de forma que se logre una presentación fiel.

- Planificamos y realizamos la auditoría del grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada con respecto a la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro de la Compañía como base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de la auditoría del grupo. Seguimos siendo los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los encargados de la gobernanza en relación, entre otras cuestiones, con el alcance y el plazo previstos de la auditoría y los resultados significativos de la auditoría, incluyendo las deficiencias significativas del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

También proporcionamos a los encargados de la gobernanza una declaración de que hemos cumplido con los requisitos éticos pertinentes en materia de independencia, y les comunicamos todas las relaciones y demás asuntos que razonablemente pueda considerarse que afectan a nuestra independencia y, en su caso, las salvaguardias relacionadas.

A partir de los asuntos comunicados a los encargados de la gobernanza, determinamos aquellos asuntos que fueron de mayor importancia en la auditoría de los estados financieros consolidados del periodo actual y que, por lo tanto, constituyen los asuntos clave de la auditoría. Describimos estos asuntos en nuestro informe de auditoría a menos que la ley o las regulaciones impidan la revelación pública del asunto o cuando, en circunstancias extremadamente raras, determinemos que un asunto no debe comunicarse en nuestro informe porque las consecuencias adversas de hacerlo superarían razonablemente los beneficios de interés público de dicha comunicación.

El socio responsable de la auditoría que ha dado lugar al presente informe de auditoría independiente es Ryan Lundeen.

/s/ PricewaterhouseCoopers LLP

Contadores Públicos Certificados
Calgary, Alberta
3 de marzo de 2026

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Balance General Consolidado

Al (miles de dólares estadounidenses)	**NOTA**	**31 de diciembre de 2025**	31 de diciembre de 2024
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	**24**	**$ 58.328**	$ 98.022
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	**24**	**5.424**	581
Cuentas por cobrar	**5**	**78.329**	82.686
Pagos anticipados y otros activos corrientes		**13.357**	29.042
Valores negociables	**7**	**45.090**	—
Instrumentos financieros derivados	**27**	**776**	—
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar	**22**	**68.363**	33.595
Inventario de petróleo crudo	**6**	**4.327**	2.017
		273.994	245.943
Exploración y evaluación	**8**	**161.125**	116.928
Propiedad, planta y equipo	**9**	**1.500.213**	1.419.301
Inventario a largo plazo	**10**	**175.426**	199.474
Otros activos a largo plazo		**14.629**	11.489
Activo por impuesto diferido	**22**	**142.253**	88.475
Goodwill	**14**	**73.452**	73.452
		$ 2.341.092	$ 2.155.062
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar y pasivos acumulados		**$ 235.809**	$ 170.731
Instrumentos financieros derivados	**27**	**—**	1.160
Porción corriente de los pasivos por desmantelamiento y ambientales	**19**	**10.158**	14.655
		245.967	186.546
Deuda bancaria	**12**	**33.000**	60.000
Pasivos por arrendamiento	**13**	**7.814**	4.622
Pasivos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**18**	**15.228**	9.553
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	**19**	**79.007**	63.020
Otros pasivos a largo plazo		**7.143**	—
		388.159	323.741
Patrimonio neto			
Capital social	**20**	**621.062**	632.899
Excedente aportado		**20.738**	20.024
Resultados acumulados		**1.311.133**	1.178.398
		1.952.933	1.831.321
		$ 2.341.092	$ 2.155.062

Compromisos y contingencias (Nota 29)
Eventos Subsecuentes (nota 31)
Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados

Aprobado por la Junta Directiva:

"Firmado"
Sigmund Cornelius
Director

"Firmado"
Bob MacDougall
Director

Estado Consolidado de Resultado Integral

Para el año terminado el 31 de diciembre de (miles de dólares estadounidenses, excepto los montos por acción)	**NOTA**	**2025**	2024
Ventas de petróleo y gas natural	**15**	**$ 1.005.842**	$ 1.280.029
Regalías		**(126.752)**	(201.418)
Ingresos netos		**879.090**	1.078.611
Otros ingresos	**15**	**9.826**	8.157
Contratos de gestión de riesgo de materias primas (pérdida)	**27**	**(1.419)**	(1.160)
Ingresos		**887.497**	1.085.608
Gastos			
Producción		**225.543**	255.278
Transporte		**76.444**	65.745
Petróleo comprado		**162**	904
Gastos generales y administrativos		**71.326**	68.908
Deterioro de activos de exploración y evaluación	**8**	**11.140**	54.085
Deterioro de activos de propiedad, planta y equipo	**9**	**—**	78.417
Deterioro de inventario a largo plazo	**10**	**6.470**	10.000
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**20**	**714**	878
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**21**	**29.802**	584
Agotamiento, depreciación y amortización	**9**	**200.405**	215.770
Otros gastos	**16**	**29.200**	6.227
Ganancia (pérdida) cambiaria	**27**	**(10.932)**	5.447
Ganancia no realizada en valores negociables	**7**	**(4.616)**	—
		635.658	762.243
(Ingresos) financieros	**17**	**(4.369)**	(4.315)
Gasto financiero	**17**	**21.402**	18.408
Gastos financieros netos		**17.033**	14.093
Resultado antes de impuestos sobre la renta		**234.806**	309.272
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta			
Gasto por impuesto corriente	**22**	**33.502**	90.389
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**22**	**(53.779)**	158.203
		(20.277)	248.592
Resultado neto y resultado integral del año		**$ 255.083**	$ 60.680
Ganancia neta básica por acción ordinaria	**23**	**$ 2,62**	$ 0,60
Ganancia neta diluida por acción ordinaria	**23**	**$ 2,62**	$ 0,60

Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados

Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio

Para el año terminado el 31 de diciembre de (miles de dólares estadounidenses)	**2025**	2024
Capital Social		
Saldo al inicio del año	**$ 632.899**	$ 660.817
Emisión de acciones ordinarias bajo plan liquidado con instrumentos de capital	**—**	411
Recompra de acciones	**(11.837)**	(28.329)
Saldo al final del año	**$ 621.062**	**$ 632.899**
Excedente Aportado		
Saldo al inicio del año	**$ 20.024**	**$ 19.248**
Compensación basada en acciones	**714**	878
Opciones ejercidas	**—**	(102)
Saldo al final del año	**$ 20.738**	**$ 20.024**
Resultados acumulados		
Saldo al inicio del año	**$ 1.178.398**	**$ 1.275.362**
Resultado neto del año	**255.083**	60.680
Recompra de acciones	**(14.677)**	(45.460)
Dividendos	**(107.671)**	(112.184)
Saldo al final del año	**1.311.133**	1.178.398
	$ 1.952.933	$ 1.831.321

Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo

Para el año terminado el 31 de diciembre de (miles de dólares estadounidenses)	NOTA	2025	2024
Actividades operativas			
Resultado neto		**$ 255.083**	$ 60.680
Ajustes por partidas no monetarias			
Agotamiento, depreciación y amortización	**9**	**200.405**	215.770
Gastos financieros no monetarios	**17**	**12.511**	9.273
Otros gastos no monetarios	**16**	**9.272**	3.580
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**20**	**714**	878
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**21**	**29.802**	584
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**22**	**(53.779)**	158.203
Deterioro de activos de exploración y evaluación	**8**	**11.140**	54.085
Deterioro de activos de propiedad, planta y equipo	**9**	**—**	78.417
Deterioro de inventario a largo plazo	**10**	**6.470**	10.000
(Ganancia) pérdida no realizada por diferencia de cambio	**27**	**(10.857)**	29.603
(Ganancia) pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**27**	**(1.160)**	1.160
Ganancia no realizada en valores negociables	**7**	**(4.616)**	—
Cambio neto en activos y pasivos	**24**	**(30.229)**	(52.318)
Efectivo generado por actividades operativas		**424.756**	569.915
Actividades de inversión			
Gastos de propiedad, planta y equipo	**9**	**(200.595)**	(221.250)
Gastos de exploración y evaluación	**8**	**(109.730)**	(126.445)
Gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**10**	**17.578**	(4.773)
Adquisición de propiedades	**11**	**(15.968)**	—
Valores negociables	**7**	**(40.473)**	—
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	**24**	**45.150**	(39.775)
Efectivo (utilizado en) actividades de inversión		**(304.038)**	(392.243)
Actividades de financiación			
Acciones ordinarias recompradas	**20**	**(26.514)**	(73.789)
Dividendos	**20**	**(107.671)**	(112.184)
Pago de deuda bancaria	**12**	**(27.000)**	(30.000)
Emisión de acciones ordinarias bajo planes liquidados en acciones	**20**	**—**	309
Pagos de pasivos por arrendamiento	**13**	**(752)**	(681)
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	**24**	**(932)**	1.449
Efectivo (utilizado en) actividades de financiación		**(162.869)**	(214.896)
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo y del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos del año		**(42.151)**	(37.224)
Impacto de la tasa de cambio en los saldos de efectivo denominados en moneda extranjera		**4.307**	(4.897)
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, al inicio del año	**24**	**101.787**	143.908
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, al final del año	**24**	**$ 63.943**	$ 101.787

Revelación Complementaria de Información sobre Flujos de Efectivo (nota 24)
Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados

Notas a los Estados Financieros Consolidados

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025
(Los montos que figuran en las tablas están expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario. Los montos que figuran en el texto están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario.)

1. Información Corporativa

Parex Resources Inc. y sus subsidiarias ("Parex" o "la Compañía") se dedican a la exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y gas natural en Colombia.

Parex Resources Inc. es una compañía que cotiza en bolsa, constituida y domiciliada en Canadá. Su domicilio social se encuentra en 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. La Compañía fue constituida el 17 de agosto de 2009, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta).

Los estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva el 3 de marzo de 2026.

2. Bases de Preparación, Estimaciones y Juicios Contables Significativos

a) Declaración de cumplimiento

Estos estados financieros consolidados han sido preparados por la gerencia de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("NIIF").

Las políticas aplicadas en estos estados financieros consolidados se basan en las NIIF emitidas y vigentes al 3 de marzo de 2026, fecha en la que la Junta Directiva aprobó los estados financieros consolidados.

b) Bases de medición

Los estados financieros consolidados se han preparado bajo el principio del costo histórico, excepto por los instrumentos financieros derivados y las transacciones de compensación basadas en acciones, que se miden a valor razonable. Los métodos utilizados para medir los valores razonables se describen en la nota 4 - Determinación de Valores Razonables.

c) Uso de estimaciones de la gerencia, juicios e incertidumbre en la medición

La preparación oportuna de los estados financieros consolidados requiere que la gerencia realice estimaciones y utilice juicios con respecto a los montos reportados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados, así como los montos reportados de ingresos y gastos durante el período. Dichas estimaciones se relacionan principalmente con transacciones y eventos pendientes a la fecha de los estados financieros consolidados. En consecuencia, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados a medida que ocurran eventos futuros que los confirmen. Las estimaciones y juicios significativos realizados por la gerencia en la preparación de estos estados financieros consolidados se describen a continuación:

(i) Agotamiento, depreciación y reservas

El agotamiento se basa en las reservas probadas más probables, según lo evaluado de conformidad con el Instrumento Nacional 51-101, Normas de Revelación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101") e incorporando el costo futuro estimado de desarrollo y extracción de las mismas. Las reservas probadas más probables son preparadas por los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía. El proceso de estimación de reservas es complejo. Requiere juicios y decisiones significativas con base en los datos geológicos, geofísicos, de ingeniería y económicos disponibles. Estas estimaciones pueden cambiar sustancialmente a medida que se disponga de datos adicionales de las actividades de desarrollo en curso y del desempeño de la producción, y a medida que cambien las condiciones económicas que afectan los precios y costos del petróleo y el gas. Las estimaciones de reservas se basan en pronósticos de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y costos futuros de producción. A medida que cambian las circunstancias y se dispone de datos adicionales, las estimaciones de reservas también pueden cambiar. Las estimaciones realizadas se revisan y ajustan, ya sea al alza o a la baja, según lo justifique la nueva información. A menudo se requieren revisiones de las estimaciones de reservas debido a cambios en el desempeño de los pozos, los precios, las condiciones económicas y las regulaciones gubernamentales.

Aunque se hace todo esfuerzo razonable para determinar que las estimaciones de reservas sean precisas, la estimación de reservas es una ciencia inferencial. Como resultado, las decisiones subjetivas, la nueva información geológica o de producción y un entorno cambiante pueden afectar estas estimaciones. Las revisiones de las estimaciones de reservas pueden surgir de cambios en los precios del petróleo y el gas al cierre del año y en el desempeño del yacimiento. Dichas revisiones pueden ser positivas o negativas. Los cambios en las estimaciones de reservas afectan los resultados financieros de la Compañía, ya que las reservas y los costos futuros estimados de desarrollo se utilizan para calcular el agotamiento y también se utilizan en la medición del valor razonable menos los costos de enajenación de propiedad, planta y equipo para los cálculos de deterioro (véase la nota 9 - Propiedad, Planta y Equipo).

(ii) Determinación de las unidades generadoras de efectivo ("UGE")
La determinación de las UGE requiere juicio para definir un grupo de activos que generen entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos. Las UGE se determinan por una estructura geológica similar, infraestructura compartida, proximidad geográfica, tipo de materia prima, exposición similar a los riesgos de mercado y materialidad.

(iii) Exploración y evaluación ("E&E")
La decisión de transferir activos de E&E a propiedad, planta y equipo ("PP&E") se basa principalmente en las reservas probadas más probables estimadas utilizadas en la determinación de la viabilidad técnica y comercial de un área (véase la nota 8 – Activos de Exploración y Evaluación).

(iv) Pasivos por desmantelamiento y ambientales
La Compañía incurrirá en costos de desmantelamiento y restauración al final de la vida operativa de ciertos activos. Los costos finales de desmantelamiento y restauración son inciertos, y las estimaciones de costos pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales y reglamentarios pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El momento y el monto esperados de los gastos también pueden cambiar en respuesta a cambios en las reservas, leyes y regulaciones o su interpretación, el momento y la probabilidad de la liquidación de la obligación, las tasas de descuento y las tasas de interés futuras. Como resultado, podría haber ajustes significativos en las provisiones establecidas que afectarían los resultados financieros futuros. La Compañía utiliza una tasa de descuento libre de riesgo basada en las tasas de interés proyectadas para Colombia.

Los pasivos por costos ambientales se reconocen en el periodo en el que se incurren, normalmente cuando se desarrolla el activo y los costos asociados pueden estimarse. Estos pasivos se suman a los pasivos por desmantelamiento debido a las regulaciones gubernamentales que requieren que la Compañía realice mitigaciones adicionales contra los problemas ambientales atribuidos al uso del agua y la deforestación derivados de las actividades de petróleo y gas realizadas. Además, el momento de la liquidación esperada de los pasivos ambientales difiere del momento de la liquidación esperada de los pasivos por desmantelamiento. Véase la nota 19 – Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales.

(v) Indicadores de deterioro y tasa de descuento
Los montos recuperables de las UGE y de los activos individuales se han determinado como el mayor entre el valor en uso de un activo o UGE y su valor razonable menos los costos de enajenación. Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos, y están sujetos a cambios a medida que se dispone de nueva información, incluyendo información sobre los precios futuros de las materias primas, la cantidad de reservas y las tasas de descuento, así como los costos futuros de desarrollo y operación. Es razonablemente posible que los supuestos sobre los precios de las materias primas cambien, lo que podría afectar la vida útil estimada de las reservas de petróleo y gas natural y las reservas económicas recuperables, y podría requerir un ajuste material al valor en libros de los activos de petróleo y gas natural. La Compañía monitorea los indicadores internos y externos de deterioro relacionados con su propiedad, planta y equipo, activos de exploración y evaluación, e inventario a largo plazo. Véase la nota 8 – Activos de Exploración y Evaluación, nota 9 – Propiedad, Planta y Equipo, nota 10 – Inventario a Largo Plazo y nota 14 – Goodwill.

(vi) Compensación basada en acciones
Los costos de compensación acumulados bajo el plan de Opciones sobre Acciones de la Compañía están sujetos a la estimación de cuál será el pago final utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes, el cual se basa en supuestos significativos tales como la volatilidad futura del precio de mercado de las acciones de Parex y el plazo esperado de la opción sobre acciones emitida. Los costos de compensación acumulados bajo el plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSU"), el plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo o Acciones ("CosRSU") y Unidades de Acciones de Desempeño ("CosPSU"), y el plan de Unidades de Acciones Restringidas de Larga Duración ("LDRSU") y Unidades de Acciones de Desempeño ("LDPSU") se miden a valor razonable utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones de Parex en la fecha de emisión. Los costos de compensación acumulados bajo el plan de Unidades de Acciones Diferidas ("DSU") de la Compañía se miden a valor razonable utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes basado en el precio promedio ponderado de cinco días de las acciones al que se negociaron las acciones ordinarias de la Compañía inmediatamente antes de la fecha de emisión. Véase la nota 20 – Capital Social y nota 21 – Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo.

(vii) Activo/pasivo financiero derivado
El valor razonable estimado de los instrumentos derivados y los activos y pasivos derivados resultantes depende de los precios a futuro estimados y la volatilidad de dichos precios y, por su naturaleza, están sujetos a incertidumbre en la medición.

(viii) Impuestos sobre la renta
Las interpretaciones fiscales, las regulaciones y la legislación en las diversas jurisdicciones en las que operan la Compañía y sus subsidiarias están sujetas a cambios e interpretación. Como tal, los impuestos sobre la renta están sujetos a incertidumbre en la medición. La Compañía sigue el método del pasivo para calcular los impuestos diferidos. Evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos requiere que la Compañía realice estimaciones significativas relacionadas con las expectativas de flujos de

efectivo futuros de las operaciones y la aplicación de las leyes fiscales existentes. En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Compañía para realizar los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados en la fecha del balance podría verse afectada. Además, los cambios en las leyes fiscales podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en el futuro.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que se disponga de beneficios imponibles contra los cuales se puedan utilizar las diferencias temporarias no utilizadas. Los ingresos proyectados futuros y las tasas impositivas futuras podrían verse afectados por los precios del petróleo, las cantidades de reservas de petróleo y gas, y la producción futura de petróleo y gas. Si estos factores u otras circunstancias cambian, la Compañía reevaluaría su capacidad para registrar cualquier aumento o disminución en su activo por impuestos sobre la renta diferidos. En la medida en que los resultados reales difieran de las estimaciones de la gerencia, pueden surgir cargos o créditos fiscales en periodos futuros. Véase la nota 22 – Impuesto sobre la Renta.

(ix) Combinaciones de negocios, adquisiciones corporativas y de propiedades

Las combinaciones de negocios, las adquisiciones corporativas y de propiedades se contabilizan utilizando el método de adquisición, mediante el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a valores razonables. La determinación del valor razonable a menudo requiere que la gerencia realice supuestos y estimaciones sobre eventos futuros. El valor razonable de propiedad, planta y equipo que se reconoce en una combinación de negocios, adquisición corporativa o de propiedad se basa en los valores de mercado. El valor de mercado de propiedad, planta y equipo es el monto estimado por el cual la propiedad, planta y equipo podría intercambiarse en la fecha de adquisición entre un comprador dispuesto y un vendedor dispuesto en una transacción en condiciones de plena competencia después de una comercialización adecuada, en la que las partes hayan actuado con conocimiento, prudencia y sin coacción. El valor de mercado de las participaciones en petróleo y gas natural (incluidos en propiedad, planta y equipo) se estima con referencia a los flujos de efectivo descontados que se espera derivar de la producción de petróleo y gas natural, basados en informes de reservas preparados externamente. El valor de mercado de los activos de exploración y evaluación se estima con referencia a los valores de mercado de las transacciones actuales en condiciones de plena competencia en ubicaciones comparables. También se requieren supuestos para determinar el valor razonable de las obligaciones de desmantelamiento asociadas con las propiedades. Los cambios en cualquiera de estos supuestos o estimaciones utilizados para determinar el valor razonable de los activos y pasivos adquiridos podrían afectar los montos asignados a los activos, pasivos y Goodwill (o ganancia por compra en condiciones ventajosas) en la ecuación de adquisición. Las ganancias netas futuras pueden verse afectadas como resultado de cambios en el agotamiento y la depreciación futuros, el deterioro de activos o el deterioro del Goodwill.

3. Resumen de Principales Políticas Contables

Las políticas contables establecidas a continuación se han aplicado de manera uniforme a todos los años presentados en estos estados financieros consolidados y han sido aplicadas de manera uniforme por la Compañía y sus subsidiarias.

a) Consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de la Compañía y todas sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2025. Las principales subsidiarias operativas y sus actividades son:

Entidad	**País de constitución**	**País de la actividad comercial principal**	**% de participación**	**Actividad comercial principal**
Parex Resources (Colombia) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de petróleo y gas natural
Verano Energy (Switzerland) AG	Suiza	Colombia	100	Exploración y desarrollo de petróleo y gas natural

El listado anterior no incluye las subsidiarias de sociedades holding de propiedad absoluta ni las subsidiarias operativas inactivas de Parex. Todas las compañías del grupo Parex son subsidiarias de propiedad absoluta.

Los saldos y transacciones intercompañía se eliminan en la consolidación. Las participaciones en acuerdos conjuntos se clasifican como operaciones conjuntas o empresas conjuntas, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes del acuerdo. Las operaciones conjuntas surgen cuando la Compañía tiene derechos sobre los activos y obligaciones por los pasivos del acuerdo. La Compañía reconoce su participación en los activos, pasivos, ingresos y gastos de una operación conjunta. Una parte significativa de los flujos de efectivo operativos de la Compañía se deriva a través de operaciones conjuntas que participan en el desarrollo y la producción de petróleo crudo en Colombia. Las empresas conjuntas surgen cuando la Compañía tiene derechos sobre los activos netos del acuerdo. Las empresas conjuntas se contabilizan bajo el método de participación.

b) Conversión de moneda extranjera

(i) Moneda funcional y de presentación

Las partidas incluidas en los estados financieros consolidados se miden utilizando la moneda del entorno económico principal en el que opera la Compañía (la "moneda funcional"). Los estados financieros consolidados se presentan en dólares estadounidenses, que es la moneda funcional de Parex.

(ii) Transacciones y saldos

Las transacciones en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional utilizando las tasas de cambio vigentes en la fecha de la transacción. Generalmente, las ganancias y pérdidas cambiarias resultantes de la liquidación de transacciones en moneda extranjera y de la conversión a las tasas de cambio de cierre de periodo de los activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas a la moneda funcional de una operación se reconocen en el estado de resultado integral.

c) Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros se reconocen cuando la Compañía se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento. Los activos y pasivos financieros no se compensan a menos que la Compañía tenga el derecho legal actual de compensar y tenga la intención de liquidar sobre una base neta o liquidar el activo y el pasivo simultáneamente.

La Compañía caracteriza sus mediciones de valor razonable en una jerarquía de tres niveles dependiendo del grado en que los datos de entrada sean observables, de la siguiente manera:

- Los datos de entrada de Nivel 1 son precios cotizados en mercados activos para activos y pasivos idénticos;
- Los datos de entrada de Nivel 2 son datos de entrada, distintos de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente; y
- Los datos de entrada de Nivel 3 son datos de entrada no observables para el activo o pasivo.

Clasificación y Medición de Activos Financieros

La clasificación inicial de un activo financiero depende del modelo de negocio de la Compañía para gestionar sus activos financieros y de los términos contractuales de los flujos de efectivo. Existen tres categorías de medición en las que la Compañía clasificó sus activos financieros:

- Costo Amortizado: Incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos para cobrar los flujos de efectivo contractuales, y sus términos contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses;
- Valor Razonable con Cambios en Otro Resultado Integral ("FVOCI"): Incluye activos que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto cobrando los flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros, donde sus términos contractuales dan lugar, en fechas especificadas, a flujos de efectivo que representan únicamente pagos de principal e intereses; o
- Valor Razonable con Cambios en Resultados ("FVTPL"): Incluye activos que no cumplen con los criterios para el costo amortizado o FVOCI y se miden a valor razonable con cambios en resultados. Esto incluye todos los instrumentos financieros derivados e inversiones.

En el reconocimiento inicial, la Compañía puede designar irrevocablemente un activo financiero que cumpla con los criterios de costo amortizado o FVOCI como medido a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL) si al hacerlo se elimina o reduce significativamente una inconsistencia contable. En el reconocimiento inicial de una inversión en patrimonio que no se mantiene para negociar, la Compañía puede elegir irrevocablemente presentar los cambios posteriores en el valor razonable de la inversión en otro resultado integral (OCI). No existe una reclasificación posterior de los cambios en el valor razonable a las ganancias tras la baja en cuentas de la inversión. Sin embargo, los dividendos que reflejan un rendimiento de la inversión continúan reconociéndose en los resultados netos. Esta elección se realiza inversión por inversión.

En el momento del reconocimiento inicial, la Compañía mide un activo financiero a su valor razonable y, en el caso de un activo financiero que no se contabiliza a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL), incluye los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero. Los costos de transacción de los activos financieros contabilizados a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL) se registran como un gasto en los resultados netos.

Los activos financieros se reclasifican después de su reconocimiento inicial solo si cambia el modelo de negocio para la gestión de dichos activos financieros. Los activos financieros afectados se reclasificarán el primer día del primer periodo sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio. Un activo financiero se da de baja cuando los derechos a recibir flujos de efectivo del activo han vencido o se han transferido y la Compañía ha transferido sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

Deterioro de activos financieros

La Compañía reconoce provisiones por pérdidas crediticias esperadas ("ECL") sobre sus activos financieros medidos al costo amortizado. Debido a la naturaleza de sus activos financieros, la Compañía mide las provisiones por pérdidas por un monto igual a las ECL esperadas durante toda la vida del activo. Las ECL durante toda la vida son las ECL anticipadas que resultan de todos

los posibles eventos de incumplimiento a lo largo de la vida esperada de un activo financiero. Las ECL son una estimación ponderada por probabilidad de las pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden como el valor presente de todos los déficits de efectivo (es decir, la diferencia entre los flujos de efectivo que le corresponden a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir). Las ECL se descuentan a la tasa de interés efectiva del activo financiero relacionado. La Compañía no tiene activos financieros que contengan un componente de financiación.

Al 31 de diciembre de 2025, todas las cuentas por cobrar de la Compañía tenían una antigüedad inferior a 90 días. La pérdida crediticia esperada promedio sobre las cuentas por cobrar comerciales de la Compañía fue del 0,5% al 31 de diciembre de 2025.

Clasificación y Medición de Pasivos Financieros
Un pasivo financiero se clasifica inicialmente como medido al costo amortizado o a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL). Un pasivo financiero se clasifica como medido a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL) si se mantiene para su negociación, es un derivado o se designa como FVTPL en el reconocimiento inicial. La clasificación de un pasivo financiero es irrevocable.

Los pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL) se miden a valor razonable, y los cambios en el valor razonable, junto con cualquier gasto por intereses, se reconocen en los resultados netos. Otros pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable menos los costos de transacción directamente atribuibles y posteriormente se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Los gastos por intereses y las ganancias y pérdidas por diferencia de cambio se reconocen en los resultados netos. Cualquier ganancia o pérdida por la baja en cuentas también se reconoce en los resultados netos.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación se cumple, se cancela o vence. Cuando un pasivo financiero existente es sustituido por otro del mismo acreedor en condiciones sustancialmente diferentes, o se modifican sustancialmente las condiciones de un pasivo existente, dicho intercambio o modificación se trata como la baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. Cuando se alteran las condiciones de un pasivo financiero existente, pero los cambios se consideran no sustanciales, se contabiliza como una modificación del pasivo financiero existente. Cuando un pasivo se modifica sustancialmente, se considera extinguido y se reconoce una ganancia o pérdida en los resultados netos basada en la diferencia entre el valor en libros del pasivo dado de baja y el valor razonable del pasivo revisado. Cuando un pasivo se modifica de forma no sustancial, el costo amortizado del pasivo se vuelve a medir en función de los nuevos flujos de efectivo y se registra una ganancia o pérdida en los resultados netos.

Instrumentos financieros derivados
Los instrumentos financieros derivados se utilizan para gestionar la exposición económica a los riesgos de mercado relacionados con los precios de las materias primas, las tasas de cambio de moneda extranjera y las tasas de interés. Existen políticas y procedimientos establecidos con respecto a la documentación y las aprobaciones requeridas para el uso de instrumentos financieros derivados. Cuando se ejecutan instrumentos financieros específicos, la Compañía evalúa, tanto en el momento de la compra como de forma continua, si el instrumento financiero utilizado en la transacción particular es eficaz para compensar los cambios en los valores razonables o los flujos de efectivo de la transacción.

Los activos y pasivos de gestión de riesgos son instrumentos financieros derivados clasificados como medidos a valor razonable con cambios en resultados (FVTPL). Los instrumentos financieros derivados se registran utilizando la contabilidad a valor de mercado (mark-to-market), mediante la cual los instrumentos se registran en los estados de situación financiera consolidados como un activo o un pasivo, con los cambios en el valor razonable reconocidos en los resultados netos como una ganancia o pérdida en la gestión de riesgos. El valor razonable estimado de todos los instrumentos derivados se basa en precios de mercado cotizados o, en su ausencia, en indicaciones y pronósticos de mercado de terceros.

d) Activos de capital

(i) Exploración y evaluación

Todos los costos directamente asociados con la exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas natural se capitalizan inicialmente. Los costos de exploración y evaluación (E&E) son aquellos gastos para un área donde aún no se ha determinado la viabilidad técnica y comercial. Estos costos incluyen costos de adquisición de propiedades no probadas, costos de exploración, costos geológicos y geofísicos, costos de desmantelamiento, perforación de E&E, muestreo y evaluaciones. Los costos incurridos antes de adquirir los derechos legales para explorar un área se cargan directamente al resultado integral como gastos de E&E.

Cuando se determina que un área es técnicamente viable y comercialmente rentable, los costos acumulados se transfieren a propiedad, planta y equipo (PP&E), donde se deprecian. Cuando se determina que un área no es técnicamente viable ni comercialmente rentable, o la Compañía decide no continuar con su actividad, los costos irrecuperables se reconocen en el resultado integral como deterioro de activos de exploración y evaluación. Los ingresos netos provenientes de cualquier enajenación de un activo intangible de exploración se registran como una reducción en los activos intangibles.

(ii) Propiedad, planta y equipo

Todos los costos directamente asociados con el desarrollo de reservas de petróleo y gas natural se capitalizan sobre una base de área por área. Los costos de desarrollo incluyen los gastos de las áreas donde se ha determinado la factibilidad técnica y la viabilidad comercial. Estos costos incluyen adquisiciones de propiedades probadas, perforación de desarrollo, terminación de pozos, instalaciones de recolección e infraestructura, costos de desmantelamiento y restauración, y transferencias de activos de E&E.

Los costos acumulados dentro de cada UGE se agotan utilizando el método de unidades de producción basado en reservas probadas más probables, incorporando los precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos previstos estimados en los que se incurrirá para desarrollar las reservas probadas más probables. Los costos de proyectos de desarrollo importantes se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que estén disponibles para su uso.

Los costos asociados con muebles de oficina, accesorios y mejoras en propiedades arrendadas se registran al costo y se deprecian sobre una base lineal durante la vida útil estimada de los activos, que oscila entre 1 y 5 años.

(iii) Inventario a largo plazo

Todos los costos en forma de inventario de materiales y equipos de largo plazo de entrega, tales como revestimiento de perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes, se capitalizan inicialmente. A medida que se utilizan los activos, se incorporan a los costos de los proyectos relacionados de E&E y PP&E.

e) Deterioro de activos a largo plazo

Los valores en libros de los activos a largo plazo de la Compañía, distintos de los activos por impuestos diferidos, se revisan en cada fecha de presentación de información para determinar si existe algún indicio de deterioro.

Para fines de las pruebas de deterioro de PP&E, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que genera entradas de efectivo por uso continuo que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos. El monto recuperable de un activo o una UGE es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos de enajenación ("FVLCD").

El valor en uso se determina estimando el valor presente de los flujos netos de efectivo futuros antes de impuestos que se espera derivar del uso continuo del activo o la UGE. El FVLCD se basa en la información de mercado disponible, cuando corresponda. En ausencia de dicha información, el valor razonable menos costos de enajenación (FVLCD, por sus siglas en inglés) se determina utilizando flujos netos de efectivo futuros descontados después de impuestos, los cuales se basan en los siguientes supuestos: reservas probadas más probables, pronósticos de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y operación, costos futuros de producción y tasas de descuento. Las reservas probadas más probables, los pronósticos de producción, los precios futuros de las materias primas, los costos futuros de desarrollo y los costos futuros de producción son preparados por los evaluadores de reservas calificados independientes de la Compañía. Los activos de E&E se evalúan por deterioro cuando se reclasifican a PP&E, y si los hechos y circunstancias sugieren que el valor en libros excede el monto recuperable. Los activos de E&E se asignan a las UGE relacionadas, donde se evalúan por deterioro tras su eventual reclasificación a PP&E.

Los activos de E&E que no se reclasifican a PP&E se evalúan por deterioro sobre una base de activo por activo.

El inventario a largo plazo se evalúa por deterioro si los hechos y circunstancias sugieren que el valor en libros excede el monto recuperable.

Si existe un indicio de deterioro, la gerencia estima el monto recuperable de los activos de E&E o del inventario a largo plazo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el valor en libros de un activo o su UGE excede su monto recuperable estimado. Las pérdidas por deterioro se reconocen en el resultado integral.

El monto recuperable del Goodwill se determina como el valor razonable menos los costos de enajenación utilizando un método de flujo de efectivo descontado. El Goodwill se evalúa a nivel del segmento de Colombia, ya que las combinaciones de negocios que dan lugar al Goodwill no tienen beneficios identificables específicamente para ninguna UGE.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en años anteriores se evalúan en cada fecha de presentación de información para detectar cualquier indicio de que la pérdida haya disminuido o ya no exista. Una pérdida por deterioro se revierte si ha habido un cambio en las estimaciones utilizadas para determinar el monto recuperable. Una pérdida por deterioro se revierte solo hasta el punto en que el valor en libros del activo no exceda el valor en libros que se habría determinado, neto de agotamiento y depreciación o amortización, si no se hubiera reconocido ninguna pérdida por deterioro.

f) Inventario de petróleo crudo

El inventario de petróleo crudo consiste en petróleo crudo en tránsito a la fecha del balance general y se valora al menor entre el costo, utilizando el método de costo promedio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales.

g) Petróleo comprado

El petróleo comprado incluye los costos de compra de petróleo de terceros. Los costos del petróleo de terceros se registran inicialmente en el inventario hasta que se transfiere el título del petróleo crudo.

h) Goodwill

El Goodwill se registra en una adquisición de negocios cuando el precio de compra excede los valores razonables asignados a los activos adquiridos y los pasivos asumidos. El Goodwill no se amortiza, y se realiza una prueba de deterioro anualmente o cuando ocurren eventos que podrían indicar un deterioro. Para probar el deterioro, el Goodwill se asigna a cada una de las UGE de la Compañía, grupos de UGE o un segmento operativo que se espera que se beneficie de la adquisición. El Goodwill se prueba combinando los valores en libros de propiedad, planta y equipo, activos de exploración y evaluación, y el Goodwill, y comparando esto con el monto recuperable. El valor razonable menos los costos de enajenación se deriva estimando los flujos netos de efectivo futuros descontados después de impuestos, tal como se describe en la prueba de deterioro de propiedad, planta y equipo, más el valor justo de mercado de terrenos no desarrollados, sísmica e inventario. El valor en uso se evalúa utilizando el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados. Cualquier exceso del valor en libros sobre el monto recuperable se registra como deterioro. Los cargos por deterioro, que no tienen efecto fiscal, se reconocen en el resultado integral y no se revierten. El Goodwill se reporta al costo menos cualquier deterioro.

i) Reconocimiento de ingresos

Parex genera ingresos principalmente de la venta de materias primas, que incluyen petróleo crudo y gas natural. Los ingresos asociados con la venta de materias primas se reconocen cuando el control se transfiere de Parex a sus clientes. Los contratos de venta de materias primas de la Compañía representan una serie de transacciones distintas. La Compañía considera que sus obligaciones de desempeño se han satisfecho y que el control se ha transferido cuando se cumplen todas las siguientes condiciones:

- Parex ha transferido el título y la posesión física de la materia prima al comprador;
- Parex ha transferido los riesgos y beneficios significativos de la propiedad de la materia prima al comprador; y
- Parex tiene el derecho presente al pago.

Los ingresos se miden en función de la contraprestación especificada en un contrato con un cliente y excluyen los montos cobrados por cuenta de terceros. La Compañía vende su producción de petróleo crudo y gas natural de conformidad con contratos de precio variable. El precio de la transacción para los contratos de precio variable se basa en el precio de la materia prima, ajustado por calidad, ubicación y otros factores. El monto de los ingresos reconocidos se basa en el precio de transacción acordado, reconociéndose cualquier variabilidad en el precio de la transacción en el mismo periodo. La Compañía no tiene contratos en los que el periodo entre la transferencia de los bienes o servicios prometidos al cliente y el pago por parte del cliente exceda un año. Como resultado, Parex no ajusta sus transacciones de ingresos por el valor temporal del dinero.

Parex celebra contratos con clientes que pueden tener obligaciones de desempeño que no se han satisfecho (o se han satisfecho parcialmente) a la fecha de presentación de información. La Compañía aplica un expediente práctico de la NIIF 15 y no revela información sobre las obligaciones de desempeño restantes que tienen duraciones esperadas originales de un año o menos, o para obligaciones de desempeño donde la Compañía tiene derecho a una contraprestación de un cliente por un monto que corresponde directamente con el valor para el cliente del desempeño de la Compañía completado hasta la fecha. La Compañía también aplica un expediente práctico de la NIIF 15 que permite que cualquier costo incremental de obtención de contratos con clientes se reconozca como un gasto cuando se incurre en él, en lugar de capitalizarse.

Las modificaciones de contrato con los clientes de la Compañía podrían cambiar el alcance del contrato, el precio del contrato, o ambos. Existe una modificación de contrato cuando las partes del contrato aprueban la modificación ya sea por escrito, verbalmente o basándose en las prácticas comerciales habituales de las partes. Las modificaciones de contrato se contabilizan ya sea como un contrato separado cuando hay un producto adicional a un precio de venta independiente, o como parte del contrato existente, ya sea mediante un ajuste acumulativo de actualización o prospectivamente durante el plazo restante del contrato, dependiendo de la naturaleza de la modificación y de si los productos restantes son distintos.

Las transacciones de ingresos de la Compañía no contienen componentes de financiación significativos.

Parex genera otros ingresos de actividades no principales, incluidos los ingresos por transporte por oleoducto y los ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura. Otros ingresos se reconocen cuando es probable que los beneficios económicos fluyan a la entidad, el monto pueda medirse de manera confiable y se mida al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir.

j) Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital

La Compañía tiene un plan de opciones sobre acciones de incentivo conforme al cual la Compañía puede emitir opciones para ciertos empleados, funcionarios y directores, como se describe en la nota 20 - Capital Social. La Compañía registra el gasto de compensación basada en acciones utilizando el método de valor razonable. El valor razonable de una opción otorgada se calcula

en la fecha de concesión utilizando el modelo de valoración Black-Scholes y se carga a gastos durante el periodo de consolidación (vesting) de la opción. La Compañía determina una tasa de caducidad apropiada examinando el historial de sus caducidades. La Compañía registra la compensación acumulada basada en acciones como excedente aportado. Cuando se ejercen las opciones, el excedente aportado se reduce y el capital social aumenta por el monto de la compensación acumulada basada en acciones para el valor ejercido. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de opciones sobre acciones se acredita al capital social.

Tras el ejercicio de las opciones, la contraprestación pagada junto con el monto previamente reconocido en el excedente aportado se registra como un aumento al capital social.

k) Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo

La Compañía tiene un plan de Unidades de Acciones Restringidas Liquidadas en Efectivo ("CRSU") que permite a la Compañía emitir CRSU a ciertos empleados de Parex Colombia, como se describe en la nota 21 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo. Las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de CRSU de las subsidiarias extranjeras se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las CRSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad. El pasivo por CRSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

La Compañía tiene un plan de Unidades de Acciones Diferidas ("DSU") que permite a la Compañía emitir DSU a todos los directores que no son empleados de Parex Resources Inc., como se describe en la nota 21 - Planes de Incentivos liquidados en efectivo. Dado que las DSU se consolidan inmediatamente tras su emisión, las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de DSU se acumulan como gasto de compensación inmediatamente tras la emisión, basándose en el valor razonable de las DSU. El valor razonable de las DSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las DSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por una unidad que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad.

La Compañía tiene un plan de incentivos de Unidades de Acciones Restringidas/Unidades de Acciones de Desempeño liquidadas en efectivo o acciones ("CosRSU/CosPSU") para emitir CosRSU y CosPSU a ciertos empleados de Parex Canadá, como se describe en la nota 21 - Planes de Incentivos liquidados en efectivo. Las obligaciones de pago en efectivo o liquidación de acciones bajo el plan de CosRSU y CosPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las CosRSU y CosPSU. El valor razonable de las CosRSU y CosPSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las CosRSU y CosPSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad. El pasivo por las CosRSU y CosPSU puede liquidarse en efectivo o mediante la emisión de acciones ordinarias a elección del empleado.

La Compañía tiene un plan de incentivos de Unidades de Acciones Restringidas/Unidades de Acciones de Desempeño de Larga Duración ("LDRSU/LDPSU") para emitir LDRSU y LDPSU a ciertos empleados de Parex Canadá, como se describe en la nota 21 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo. Las obligaciones por pagos en efectivo o liquidación de acciones bajo el plan de LDRSU y LDPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las LDRSU y LDPSU. El valor razonable de las LDRSU y LDPSU se calcula utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las LDRSU y LDPSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad. El pasivo por LDRSU y LDPSU puede liquidarse en efectivo o mediante la emisión de acciones ordinarias a elección del empleado.

l) Provisiones

Se reconoce una provisión si, como resultado de un evento pasado, la Compañía tiene una obligación legal o implícita actual que puede estimarse de manera fiable, y es probable que sea necesaria una salida de beneficios económicos para liquidar la obligación. Las provisiones se determinan descontando los flujos de efectivo futuros esperados a una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos del pasivo. No se reconocen provisiones para futuras pérdidas operativas.

m) Pasivos por desmantelamiento y ambientales

Las actividades de la Compañía dan lugar a actividades de desmantelamiento, retiro, gestión ambiental, abandono y remediación por intervención de sitios. Se realizan provisiones por el costo estimado de la restauración futura del sitio y se capitalizan en la categoría de activo correspondiente.

Los pasivos por desmantelamiento y ambientales se miden al valor presente de la mejor estimación de la gerencia sobre el costo y el momento futuro del gasto requerido para liquidar la obligación presente a la fecha del balance, utilizando una tasa de descuento libre de riesgo. Posterior a la medición inicial, la obligación se ajusta al final de cada periodo para reflejar el paso del tiempo y los cambios en los flujos de efectivo futuros estimados que subyacen a la obligación. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como un gasto financiero, mientras que los aumentos (disminuciones) debido a cambios en los flujos de efectivo futuros estimados se capitalizan. Los costos reales incurridos tras la liquidación de los pasivos por desmantelamiento y ambientales se cargan contra la provisión en la medida en que se haya establecido dicha provisión.

n) Segmentos Operativos

La gerencia ha determinado los segmentos operativos basándose en la información revisada regularmente para fines de toma de decisiones, asignación de recursos y evaluación del desempeño operativo por parte de los principales tomadores de decisiones operativas de la Compañía. Los segmentos operativos son Canadá y Colombia. La Compañía evalúa el desempeño financiero de sus segmentos operativos principalmente basándose en el flujo de efectivo operativo.

o) Ingresos y gastos financieros

Los gastos financieros comprenden los intereses de la facilidad de crédito relacionados con la facilidad de crédito dispuesta, las comisiones de disponibilidad relacionadas con la facilidad de crédito no dispuesta, los impuestos bancarios, la actualización financiera (accretion) de provisiones, otros y la provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas. Los ingresos financieros comprenden los intereses devengados sobre efectivo y otros ingresos.

p) Otros gastos

Otros gastos se componen principalmente de otros impuestos colombianos, provisiones legales, créditos fiscales colombianos adquiridos, pérdida (ganancia) en la liquidación de pasivos por desmantelamiento y pérdida (ganancia) en la liquidación de activos tangibles.

q) Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo se compone de efectivo y otras inversiones a corto plazo altamente líquidas con vencimientos inferiores a 3 meses mantenidas en bancos autorizados en Canadá e instituciones financieras reconocidas en Colombia y Suiza con calificaciones crediticias de BBB+ o superiores.

r) Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

El efectivo y equivalentes de efectivo restringidos se compone de efectivo y equivalentes de efectivo pignorados para cumplir con compromisos en contratos a largo plazo. Las restricciones caducarán cuando se cumplan las obligaciones de trabajo de conformidad con los contratos. El efectivo y los derechos a efectivo que están restringidos en cuanto a retiro o uso para fines distintos a las operaciones corrientes, o que están designados para gastos destinados a cumplir compromisos de conformidad con contratos a largo plazo, se excluyen de la clasificación de activos corrientes. La porción a largo plazo del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos se incluye en otros activos a largo plazo en el balance general de la Compañía.

s) Valores negociables

Los valores negociables se componen de inversiones en acciones de sociedades cotizadas.

t) Impuestos sobre la renta

El gasto por impuesto sobre la renta comprende el impuesto corriente y el diferido. El gasto por impuesto sobre la renta se reconoce en el resultado integral.

El impuesto corriente es el impuesto que se espera pagar sobre la renta gravable del año, utilizando las tasas impositivas promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha de presentación, y cualquier ajuste al impuesto por pagar con respecto a años anteriores.

En general, el impuesto diferido se reconoce con respecto a las diferencias temporales que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus valores en libros en los estados financieros consolidados. El impuesto diferido se determina sobre una base no descontada utilizando las tasas impositivas, las tasas de cambio de moneda y las leyes promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha del balance y que se espera que se apliquen cuando se liquide el activo o pasivo por impuesto diferido. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que los activos puedan ser recuperados. No se reconoce impuesto diferido sobre las diferencias temporales que surgen de inversiones en subsidiarias, excepto, en el caso de subsidiarias, cuando el momento de la reversión de la diferencia temporal es controlado por la Compañía y es probable que la diferencia temporal no se revierta en el futuro previsible. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se presentan como no corrientes.

u) Información por acción

La ganancia neta básica por acción se calcula dividiendo la utilidad o pérdida atribuible a los accionistas comunes de la Compañía por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el periodo. La ganancia neta diluida por acción

se determina ajustando la utilidad o pérdida atribuible a los accionistas comunes y el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación por los efectos de instrumentos dilutivos, tales como opciones otorgadas a empleados, excepto cuando el efecto sería antidilutivo.

v) Arrendamientos

El activo por derecho de uso ("activo ROU") y el pasivo por arrendamiento correspondiente se reconocen en el balance general en la fecha en que el activo arrendado esté disponible para su uso. Los intereses asociados con el pasivo por arrendamiento se reconocen durante el periodo del arrendamiento con un aumento correspondiente en el pasivo por arrendamiento subyacente. Los activos ROU se deprecian sobre una base lineal durante el plazo del arrendamiento. La depreciación de los activos ROU se reconoce en DD&A.

Los activos ROU y los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente sobre una base de valor presente. Los pasivos por arrendamiento se miden como el valor presente neto de los pagos por arrendamiento, los cuales pueden incluir pagos fijos por arrendamiento, pagos variables por arrendamiento y pagos para ejercer una opción de extensión o terminación si corresponde, si la Compañía tiene una certeza razonable de ejercer cualquiera de esas opciones. Los activos ROU se miden al costo, el cual se compone del monto de la medición inicial del pasivo por arrendamiento, menos cualquier incentivo recibido. La tasa implícita en el arrendamiento se utiliza para determinar el valor presente del pasivo y del activo ROU que surgen de un arrendamiento, a menos que esta tasa no sea fácilmente determinable, en cuyo caso se utiliza la tasa incremental de endeudamiento de la Compañía.

Los activos ROU y los pasivos por arrendamiento se vuelven a medir cuando hay un cambio en los pagos futuros por arrendamiento que surja de un cambio en un índice o tasa o plazo, o si hay un cambio en la evaluación sobre si la Compañía ejercerá una opción de extensión o terminación.

Los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor no se reconocen en el balance general y, en su lugar, los pagos por arrendamiento se reconocen en los estados financieros a medida que se incurren.

w) Capital Social

Las acciones ordinarias se clasifican como patrimonio. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de acciones ordinarias se reconocen como una deducción del patrimonio, netos de cualquier efecto fiscal. Cuando la compañía recompra sus propias acciones ordinarias, el capital social se reduce en el valor en libros promedio de las acciones recompradas. El exceso del precio de compra sobre el valor en libros promedio se reconoce como una deducción de los Resultados Acumulados. Las acciones se cancelan al momento de la recompra.

x) Dividendos

Los dividendos sobre acciones ordinarias se reconocen en los estados financieros de la Compañía en el periodo en el cual los dividendos son declarados por la Junta Directiva.

y) Pronunciamientos Contables Futuros

La Compañía planea adoptar las siguientes modificaciones a las normas contables, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB"), que son efectivas para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Los pronunciamientos se adoptarán en sus respectivas fechas efectivas.

i) Modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar

En mayo de 2024, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar relacionadas con la liquidación de pasivos financieros utilizando un sistema de pago electrónico y la evaluación de las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros. Las modificaciones entrarán en vigor el 1 de enero de 2026, pero no se espera que tengan un impacto material en los estados financieros consolidados de Parex.

ii) NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros

En abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros ("NIIF 18"), la cual reemplazará a la NIC 1 e incluye requisitos para todas las entidades que aplican las NIIF para la presentación y revelación de información en los estados financieros. La NIIF 18 introducirá nuevos totales, subtotales y categorías para ingresos y gastos en el estado de resultados, además de requerir información a revelar sobre las medidas de desempeño definidas por la gerencia ("MPM") y requisitos adicionales con respecto a la agregación y desagregación de cierta información. Se espera que la nueva guía mejore la utilidad de la información presentada y revelada en los estados financieros de las compañías. La NIIF 18 será efectiva para los periodos de información anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose la adopción anticipada, y debe adoptarse sobre una base retrospectiva.

Parex actualmente está evaluando el impacto de esta nueva norma contable NIIF en sus estados financieros consolidados. A lo largo de 2026, Parex evaluará los cambios en los sistemas, redactará y finalizará los estados financieros para cuantificar el impacto de los cambios, las MPM y las revelaciones relacionadas antes de la fecha efectiva de 2027.

4. Determinación de Valores Razonables

Varias de las políticas contables y revelaciones de la Compañía requieren la determinación del valor razonable para activos y pasivos financieros y no financieros. Los valores razonables se han determinado para fines de medición y/o revelación basados en los métodos a continuación. Cuando corresponde, se revela información adicional sobre los supuestos realizados en la determinación de los valores razonables en las notas específicas para ese activo o pasivo.

a) Propiedad, planta y equipo, activos de exploración y evaluación e inventarios a largo plazo

El valor razonable de propiedad, planta y equipo, activos de exploración y evaluación e inventarios a largo plazo se determina si existen indicadores de deterioro. El valor razonable de propiedad, planta y equipo, activos de exploración y evaluación e inventarios a largo plazo es el monto estimado por el cual los activos podrían intercambiarse en la fecha de adquisición entre un comprador dispuesto y un vendedor dispuesto en una transacción en condiciones de plena competencia después de una comercialización adecuada, en la que las partes hayan actuado con conocimiento, prudencia y sin coacción. El valor razonable de los activos de petróleo y gas natural (incluidos en PP&E) se estima con referencia a los flujos de efectivo descontados que se espera derivar de la producción de petróleo y gas natural, basándose en los informes de reservas preparados por los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía. La tasa de descuento ajustada al riesgo es específica para el activo, con referencia a las condiciones generales del mercado.

b) Efectivo, cuentas por cobrar y cuentas por pagar y pasivos acumulados

El valor razonable del efectivo, las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar y pasivos acumulados se estima como el valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a la tasa de interés de mercado en la fecha de presentación de información. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el valor razonable de estos saldos se aproximaba a su valor en libros debido a su corto plazo de vencimiento.

c) Valores negociables

Los valores negociables se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se realiza la inversión y se vuelven a medir a su valor razonable en cada fecha de presentación de información posterior. El valor razonable de los valores negociables en el reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Después del reconocimiento inicial, el valor razonable se basa en los precios de mercado cotizados en mercados activos.

d) Opciones sobre acciones

El valor razonable de las opciones sobre acciones se mide utilizando el modelo de valoración Black-Scholes. Los datos de medición incluyen el precio de la acción en la fecha de medición, el precio de ejercicio de la opción, la volatilidad futura esperada del precio de la acción, la vida esperada promedio ponderada de los instrumentos (basada en la experiencia histórica y el comportamiento general de los titulares de opciones), los dividendos esperados, la tasa de caducidad esperada y la tasa de interés libre de riesgo (basada en Bonos del Gobierno de Canadá) para la vida esperada relevante, tal como se describe en la nota 20 - Capital Social.

e) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones, unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño de larga duración, y unidades de acciones diferidas

El valor razonable de las CRSU, CosRSU y CosPSU, LDRSU y LDPSU, y DSU se mide utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones de Parex en cada fecha del balance general. Consulte la nota 21 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo.

f) Activo/pasivo financiero derivado

Los contratos de gestión de riesgos se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se suscribe un contrato de derivados y se vuelven a medir a su valor razonable en cada fecha de presentación de información posterior. El valor razonable del contrato de gestión de riesgos en el reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Después del reconocimiento inicial, los valores razonables se basan en los precios de mercado cotizados cuando están disponibles en mercados activos; de lo contrario, los valores razonables se estiman basándose en los precios de mercado en la fecha de presentación de información para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

5. Cuentas por Cobrar

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Deudores comerciales	**$ 72.317**	$ 77.106
Impuesto al valor agregado (IVA)	**6.012**	5.580

Total	**$ 78.329**	$ 82.686

Los deudores comerciales consisten principalmente en cuentas por cobrar por ventas de petróleo relacionadas con las ventas de petróleo de la Compañía. El IVA por cobrar es de $6,0 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $5,6 millones). Se espera que todas las cuentas por cobrar se reciban dentro de los doce meses y, por lo tanto, se reconocen como activos corrientes.

6. Inventario de petróleo crudo

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Inventario de petróleo crudo	**$ 4.327**	$ 2.017

El inventario de petróleo crudo consiste en petróleo crudo en tránsito a la fecha del balance general y se valora al menor entre el costo, utilizando el método de costo promedio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales. Durante 2025, $611,5 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $728,0 millones) del costo del inventario de petróleo crudo producido se cargaron a gastos en los estados consolidados de resultados integrales. El petróleo crudo comprado se vende inmediatamente. El costo asociado con el petróleo comprado se muestra en los estados consolidados de resultados integrales como gasto de petróleo comprado.

7. Valores negociables

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Valores negociables	**$ 45.090**	$ —

En 2025, la Compañía adquirió 6,084,986 acciones ordinarias de GeoPark Ltd (NYSE: GPRK), que representan aproximadamente el 11.8% de la propiedad, por una contraprestación total de $40,5 millones ($6,65 por acción). El valor razonable de estas acciones al 31 de diciembre de 2025 fue de $45,1 millones, lo que resultó en una ganancia no realizada de $4,6 millones, la cual se registra en el estado consolidado de resultados integrales.

8. Activos de exploración y evaluación

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 211.590**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	126.445
Transferencias a PP&E	(168.053)
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	1.031
Deterioro de exploración y evaluación	(54.085)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 116.928**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	109.730
Transferencias a PP&E	(60.020)
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	5.627
Deterioro de exploración y evaluación	(11.140)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 161.125**

Adiciones y transferencias
Los activos de E&E consisten en los proyectos de exploración de la Compañía que están pendientes de la determinación de reservas probadas o probables, o de deterioro. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, las adiciones de $109,7 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $126,4 millones) representan la participación de la Compañía en los costos incurridos en activos de E&E durante el periodo. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, se transfirieron $60,0 millones de activos de E&E a Propiedad, planta y equipo relacionados con el Bloque LLA-74 (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $168,1 millones transferidos a Propiedad, planta y equipo relacionados con el Bloque Arauca).

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, se han capitalizado $1,9 millones de costos generales y administrativos (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $3,6 millones) con respecto a las actividades de exploración y evaluación durante el periodo actual.

Deterioros de 2025
Durante 2025, la Compañía completó las revisiones por deterioro de sus activos de E&E. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de E&E no sería recuperable, principalmente en relación con el Bloque LLA-94 debido a costos asociados a pozos

de exploración que arrojaron resultados no económicos y ha renunciado al bloque. Se determinó que el deterioro fue de $11,1 millones, lo cual se registra en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

Deterioros de 2024
Durante 2024, la Compañía completó las revisiones por deterioro de sus activos de E&E. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de E&E no sería recuperable, principalmente en relación con el Bloque LLA-122 debido a costos asociados a un pozo de exploración que arrojó resultados técnicamente inviables con una tolerancia al riesgo aceptable. La revisión por deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable menos los costos de enajenación para determinar el monto recuperable, el cual se determinó en $0 para los activos del bloque LLA-122. Se determinó que el deterioro fue de $54,1 millones, lo cual se registra en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

El enfoque de valor razonable menos costos de enajenación requiere supuestos que son datos de nivel 3.

Al 31 de diciembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la Compañía no tenía activos de E&E en Canadá.

9. Propiedad, Planta y Equipo

	Canadá	Colombia	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 17.612**	**$ 3.385.937**	**$ 3.403.549**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	3.820	217.430	221.250
Transferencias de activos de E&E	—	168.053	168.053
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	—	(14.523)	(14.523)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**21.432**	**3.756.897**	**3.778.329**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	1.340	199.255	200.595
Adiciones relacionadas con la adquisición de propiedades - Nota 11	—	16.788	16.788
Adición de activo por derecho de uso (no monetario)	—	4.338	4.338
Transferencias de activos de E&E	—	60.020	60.020
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	—	372	372
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 22.772**	**$ 4.037.670**	**$ 4.060.442**

Depreciación, Agotamiento y Amortización Acumulados

Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 9.778**	**$ 2.055.596**	**$ 2.065.374**
Agotamiento y depreciación del año	1.975	212.961	214.936
Depreciación - Activo por derecho de uso	760	74	834
DD&A incluido en el costo del inventario de petróleo crudo	—	(533)	(533)
Deterioro de propiedad, planta y equipo	—	78.417	78.417
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**12.513**	**2.346.515**	**2.359.028**
Agotamiento y depreciación del año	2.312	196.701	199.013
Depreciación - Activo por derecho de uso	740	652	1.392
DD&A incluido en el costo del inventario de petróleo crudo	—	796	796
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 15.565**	**$ 2.544.664**	**$ 2.560.229**

Valor en libros neto:

Al 31 de diciembre de 2023	$ 7.834	$ 1.330.341	$ 1.338.175
Al 31 de diciembre de 2024	$ 8.919	$ 1.410.382	$ 1.419.301
Al 31 de diciembre de 2025	**$ 7.207**	**$ 1.493.006**	**$ 1.500.213**

Adiciones y transferencias
Durante 2025, las adiciones de propiedad, planta y equipo ("PP&E") de $200,6 millones se relacionan principalmente con costos de perforación e instalaciones en Colombia. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, se transfirieron $60,0 millones de activos de E&E a PP&E relacionados con el Bloque LLA-74.

Durante 2024, las adiciones de $221,3 millones se relacionaron principalmente con costos de perforación e instalaciones en Colombia. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, se transfirieron $168,1 millones de activos de E&E a PP&E relacionados con el Bloque Arauca.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, se incluyeron costos de desarrollo futuros de $345,3 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $426,7 millones) en el cálculo de agotamiento para los activos de desarrollo y producción. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, se han capitalizado $8,9 millones de costos generales y administrativos (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - $5,0 millones) con respecto a las actividades de desarrollo y producción durante el periodo actual.

Deterioros
Los valores en libros de los activos de PP&E de la Compañía se revisan en cada fecha de presentación para determinar si existe algún indicio de deterioro.

2025
Al 31 de diciembre de 2025, no se observaron indicadores de deterioro ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados anteriormente.

2024
Una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables en la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca del Magdalena, para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, evidenció una disminución en comparación con la estimación del año anterior. La gerencia consideró esto como un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión por deterioro de estas UGE. Para todas las demás UGE, al 31 de diciembre de 2024, no se observaron indicadores de deterioro ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados anteriormente.

La Compañía determinó que el valor en libros de la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca del Magdalena, excedía sus montos recuperables, por lo que se registró un deterioro de $78,4 millones en los estados financieros consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2024. El monto recuperable se determinó utilizando el valor razonable menos los costos de enajenación. El enfoque de valor razonable menos costos de enajenación requiere supuestos que son datos de nivel 3.

El valor razonable se determinó utilizando flujos de efectivo netos futuros descontados después de impuestos de reservas probadas más probables, utilizando precios y costos proyectados preparados por los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía al 31 de diciembre de 2024. Consulte la nota 14 – Goodwill para conocer los precios futuros del petróleo crudo utilizados por el evaluador de reservas independiente de Parex. No existen activos de E&E asociados con estas UGE. Los flujos de efectivo futuros se descontaron utilizando una tasa del 14%. Al 31 de diciembre de 2024, el monto recuperable de la UGE de Aguas Blancas se estimó en $20,9 millones, y el monto recuperable de la UGE de Boranda/Fortuna se estimó en $3,5 millones. Un cambio del 1% en la tasa de descuento asumida o una variación del 5% en las estimaciones de precios a futuro a lo largo de la vida de las reservas tendría un impacto no material en el deterioro.

10. Inventario a largo plazo

La Compañía cuenta con un inventario de materiales de largo tiempo de entrega, tales como revestimientos para perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes.

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 204.701**
Adiciones	55.990
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(40.028)
Transferencia a costos de producción	(5.269)
Venta de inventario	(5.920)
Deterioro	(10.000)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 199.474**
Adiciones	10.441
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(25.045)
Transferencia a costos de producción	(1.787)
Venta de inventario	(1.187)
Deterioro	(6.470)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 175.426**

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, las adiciones de inventario a largo plazo fueron de $10,4 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: $56,0 millones). Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, $25,0 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: $40,0 millones) de inventario a largo plazo se incorporaron a los costos de proyectos de E&E y PP&E y $1,8 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: $5,3 millones) se incorporaron a los costos de producción. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, $1,2 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: $5,9 millones) de inventario a largo plazo se vendieron a terceros.

Durante 2025, la Compañía completó una revisión por deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior a su monto recuperable y se registró un deterioro de $6,5 millones (año

terminado el 31 de diciembre de 2024: $10,0 millones) en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

11. Adquisición de propiedades

El 14 de marzo de 2025, Parex, a través de una subsidiaria extranjera, adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32 (la "Adquisición LLA-32"), lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones.

El estado consolidado de resultados integrales incluye los resultados de operación de la Adquisición LLA-32 desde la fecha de cierre del 14 de marzo de 2025. No hubo costos de transacción asociados con la Adquisición LLA-32.

Esta transacción se ha contabilizado utilizando el método de adquisición, mediante el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a valores razonables. Como se determinó que el valor razonable de los activos identificables era igual al precio de compra, no se generó goodwill en la transacción. La siguiente tabla resume los activos reconocibles adquiridos y la contraprestación pagada conforme a la adquisición:

Activos adquiridos y pasivos asumidos

Propiedad, planta y equipo	$ 16.788
Pasivos por desmantelamiento	(820)
	$ 15.968
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra	$ 19.000
Ajustes al precio de compra	(3.032)
Contraprestación neta	$ 15.968
Efectivo pagado	$ 14.970
Ajustes del capital de trabajo	998
Total contraprestación pagada	**$ 15.968**

No se incluyó capital de trabajo en los activos adquiridos.

Los resultados pro forma para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 se muestran a continuación, como si la Adquisición LLA-32 hubiera ocurrido el 1 de enero de 2025. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 1.009.605
Ingresos netos menos costos directos	$ 580.120

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 incluye $32,6 millones en ventas de petróleo atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32. Los ingresos menos los costos directos para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32 son de $22,0 millones. El resultado neto para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 atribuible a los activos adquiridos desde la Adquisición del bloque LLA-32 se considera inviable de calcular.

12. Deuda Bancaria

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Deuda bancaria	**$ 33.000**	$ 60.000

La Compañía tiene una facilidad de crédito garantizada senior con un sindicato de bancos que al 31 de diciembre de 2025 tenía una base de endeudamiento de $240,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo servir como un medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 31 de diciembre de 2025, se habían dispuesto $33,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $60,0 millones) de la facilidad de crédito. La capacidad no dispuesta de la facilidad de crédito al 31 de diciembre de 2025 era de $207,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $180,0 millones).

La facilidad de crédito devenga intereses y comisiones de la siguiente manera:

(i) los anticipos de la facilidad revolvente devengan intereses a tasas anuales iguales a la Tasa Base de EE.UU. o SOFR más los márgenes aplicables;
(ii) los anticipos de la línea operativa devengan intereses a tasas anuales iguales a la tasa preferencial canadiense más los márgenes aplicables; y
(iii) los montos no dispuestos devengan una comisión por compromiso.

La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia y tiene una fecha de vencimiento final del 21 de mayo de 2027. La próxima revisión anual está programada para mayo de 2026.

Las cláusulas financieras clave incluyen un indicador de deuda total financiada sobre EBITDA ajustado de cuatro trimestres móviles de hasta 3,50:1, y otras cláusulas operativas comerciales estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras al 31 de diciembre de 2025.

La siguiente tabla enumera las cláusulas financieras clave de la Compañía al 31 de diciembre de 2025:

Descripción de Cláusula		**31 de diciembre de 2025**
Deuda Total Financiada sobre EBITDA ajustado	Ratio Máximo 3,50:1	**0,54**

Al 31 de diciembre de 2025, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") para bloques de asociación relacionados con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un monto de $235,1 millones (31 de diciembre de 2024 - $160,7 millones). Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques (véase la nota 29 - Compromisos y contingencias).

13. Pasivo por arrendamiento

La Compañía tiene los siguientes compromisos futuros asociados con sus pasivos por arrendamiento:

	Canadá	**Colombia**	**Total**
Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 5.154**	**$ 1.316**	**$ 6.470**
Gastos por intereses	38	151	189
Pagos de arrendamiento	(702)	(168)	(870)
(Ganancia) cambiaria	(419)	(167)	(586)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 4.071**	**$ 1.132**	**$ 5.203**
Adiciones	—	4.338	4.338
Gastos por intereses	34	331	365
Pagos de arrendamiento	(586)	(531)	(1.117)
Pérdida cambiaria	159	197	356
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 3.678**	**$ 5.467**	**$ 9.145**
Obligación corriente	(733)	(598)	(1.331)
Obligación a largo plazo	**$ 2.945**	**$ 4.869**	**$ 7.814**

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía registró una adición de $4,3 millones en Colombia por el arrendamiento de equipos de inyección de polímeros.

14. Goodwill

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Goodwill	**$ 73.452**	$ 73.452

Prueba de deterioro del Goodwill
La Compañía realizó su prueba anual de deterioro del Goodwill a la fecha del balance general de acuerdo con su política descrita en la nota 3 - Resumen de Principales Políticas Contables. La Compañía ha asignado el Goodwill al segmento operativo de Colombia.

El valor razonable estimado menos los costos de enajenación del segmento operativo de Colombia excedió el valor en libros. Como resultado, no se registró ningún deterioro del Goodwill.

Técnicas de Valoración
El monto recuperable del grupo de UGE al que se asignó el Goodwill se basa en el valor razonable menos los costos de enajenación. La técnica utilizada para determinar el monto recuperable se basa en el valor presente neto de los flujos de efectivo después de impuestos de las reservas de petróleo y gas del grupo de UGE, basado en las reservas estimadas por el evaluador de reservas independiente de Parex y el valor razonable de los terrenos no desarrollados basado en estimaciones, considerando las métricas de adquisición de transacciones recientes completadas sobre activos similares a los contenidos dentro del grupo de UGE relevante. El proceso de descuento utiliza una tasa de rendimiento que es acorde con el riesgo asociado a los activos y el valor temporal del dinero. Este enfoque requiere supuestos sobre ingresos, precios futuros del petróleo, tasas impositivas y tasas de descuento, todos los cuales son datos de nivel 3.

Supuestos Significativos
Reservas de Petróleo
Los supuestos que son válidos al momento de la estimación de las reservas pueden cambiar significativamente cuando se dispone de nueva información. Los cambios en las estimaciones de precios a futuro, los costos de producción o las tasas de recuperación pueden cambiar el estado económico de las reservas y, en última instancia, pueden dar lugar a una revisión de las reservas.

Precios Futuros del Petróleo
Las estimaciones de precios a futuro del petróleo se utilizan en el modelo de flujo de efectivo. Los precios de las materias primas han fluctuado ampliamente en los últimos años debido a factores globales y regionales, incluidos los fundamentos de oferta y demanda, niveles de inventario, tasas de cambio, clima, y factores económicos y geopolíticos. Los precios futuros del petróleo utilizados en el modelo se basan en un pronóstico de precios del petróleo crudo realizado por el evaluador de reservas independiente de Parex.

Los precios utilizados al 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**En lo sucesivo**
Brent ($US/bbl)	63,25	70,00	74,08	76,32	77,84	Aumento del 2% anual
WTI ($US/bbl)	59,25	66,00	70,00	72,16	73,60	Aumento del 2% anual

Los precios utilizados al 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**En lo sucesivo**
Brent ($US/bbl)	75,25	77,50	80,08	82,69	84,34	Aumento del 2% anual
WTI ($US/bbl)	71,25	73,50	76,00	78,53	80,10	Aumento del 2% anual

Tasa de Descuento
La Compañía asumió una tasa de descuento para calcular el valor presente de sus flujos de efectivo proyectados. La tasa de descuento representó un costo promedio ponderado de capital ("WACC") para empresas comparables que operan en industrias similares, basado en información disponible públicamente. El WACC es una estimación de la tasa de rendimiento general requerida sobre una inversión tanto para los propietarios de deuda como de capital, y sirve como base para desarrollar una tasa de descuento adecuada. Su determinación requiere un análisis separado del costo del capital y de la deuda, y considera una prima de riesgo basada en una evaluación de los riesgos relacionados con los flujos de efectivo proyectados del grupo de UGE con sede en Colombia cuyos ingresos están denominados en USD. La tasa de descuento después de impuestos utilizada para realizar la prueba de deterioro fue del 14% (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - 14%).

El valor razonable del grupo de UGE colombianas excedió su valor en libros. Con base en el análisis de sensibilidad, ningún cambio razonablemente posible en los supuestos de la tasa de descuento causaría que el valor en libros del grupo de UGE de Colombia excediera su monto recuperable.

15. Ventas de Petróleo y Gas Natural y Otros Ingresos

Las ventas de producción de petróleo y gas natural de la Compañía se determinan de conformidad con los términos de los acuerdos de ingresos. El precio de transacción del petróleo crudo y el gas natural se basa en el precio de la materia prima en el mes de producción, ajustado por calidad, ubicación, deducciones permitidas, si las hubiera, u otros factores. Los precios de las materias primas se basan en índices de mercado que se determinan mensual o diariamente.

Las ventas de petróleo y gas natural de la Compañía por producto son las siguientes:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Petróleo crudo	**$ 975.687**	$ 1.267.178
Gas natural	**30.155**	12.851
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 1.005.842**	$ 1.280.029

Al 31 de diciembre de 2025, las cuentas por cobrar de contratos con clientes, que se incluyen en las cuentas por cobrar, fueron de $72,3 millones (31 de diciembre de 2024 - $77,1 millones).

Los otros ingresos de la Compañía incluyen ingresos por transporte por oleoducto e ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Otros ingresos	**$ 9.826**	$ 8.157

16. Otros gastos

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Otros impuestos colombianos	**$ 8.850**	$ 1.611
Crédito fiscal colombiano adquirido	**8.097**	—
Provisiones legales	**8.625**	—
Pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento	**147**	1.593
Pérdida por enajenación de activos tangibles	**500**	1.987
Otros	**2.981**	1.036
Total otros gastos	**$ 29.200**	$ 6.227

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Otros gastos no monetarios	**$ 9.272**	$ 3.580
Otros gastos monetarios	**19.928**	2.647
Total otros gastos	**$ 29.200**	$ 6.227

Se han reconocido provisiones legales con respecto a multas y sanciones estimadas que surgen principalmente de disputas regulatorias ambientales. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la legislación pertinente y la probabilidad de los resultados de la ejecución. Se espera que el momento de las salidas de efectivo sea dentro de 10 años. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

17. Gastos Financieros Netos

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Cargos bancarios y comisiones por facilidades de crédito	**$ 4.748**	$ 3.673
Intereses sobre deuda bancaria	**2.765**	4.174
Actualización de pasivos por desmantelamiento y ambientales	**9.122**	9.206
Intereses y otros ingresos	**(4.369)**	(4.315)
Gastos por deudas incobrables	**3.442**	—
Provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas	**(53)**	67
Gastos por intereses de pasivos por arrendamiento	**365**	189
Otros	**1.013**	1.099
Gastos financieros netos	**$ 17.033**	$ 14.093

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Gastos financieros no monetarios	**12.511**	$ 9.273
Gastos financieros monetarios	**4.522**	4.820
Gastos financieros netos	**$ 17.033**	$ 14.093

18. Pasivos por Compensación Basada en Acciones y Liquidada en Efectivo

Los pasivos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo se componen de lo siguiente:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
CosRSU y CosPSU a largo plazo por pagar	**$ 4.479**	4.000
LDRSU y LDPSU a largo plazo por pagar	**2.820**	619
DSU a largo plazo por pagar	**4.524**	3.535
CRSU a largo plazo por pagar	**3.405**	1.399
Total compensación basada en acciones y liquidada en efectivo por pagar	**$ 15.228**	$ 9.553

19. Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales

	Desmantelamiento	Ambientales	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2023	**$ 71.523**	**$ 24.209**	**$ 95.732**
Adiciones	5.398	332	5.730
Liquidación de obligaciones durante el año	(7.038)	(3.235)	(10.273)
Pérdida en la liquidación de obligaciones	1.593	—	1.593
Gasto por actualización	6.853	2.353	9.206
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(9.400)	(3.205)	(12.605)
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	1.725	(8.342)	(6.617)
Ganancia cambiaria	(2.185)	(2.906)	(5.091)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**$ 68.469**	**$ 9.206**	**$ 77.675**
Adiciones	6.407	3.275	9.682
Adquisiciones de propiedades - Nota 11	702	118	820
Liquidación de obligaciones durante el año	(5.877)	(3.635)	(9.512)
Pérdida (ganancia) en la liquidación de obligaciones	596	(449)	147
Gasto por actualización	8.160	962	9.122
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(6.197)	(1.192)	(7.389)
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	2.216	1.490	3.706
Pérdida cambiaria	3.087	1.827	4.914
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**77.563**	**11.602**	**89.165**
Obligación corriente	(7.318)	(2.840)	(10.158)
Obligación a largo plazo	**$ 70.245**	**$ 8.762**	**$ 79.007**

El total de las obligaciones ambientales, de desmantelamiento y restauración fue determinado por la gerencia con base en los costos estimados para liquidar las obligaciones por impacto ambiental incurridas y para restaurar y abandonar los pozos y sus locaciones según los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones sean financiadas con los recursos internos de la Compañía disponibles al momento de la liquidación.

El total de pasivos por desmantelamiento y ambientales se estima con base en la participación neta de la Compañía en los pozos perforados al 31 de diciembre de 2025, los costos estimados para abandonar y restaurar los pozos y sus locaciones, y el momento estimado en que se pagarán los costos en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo por desmantelamiento de la Compañía es de aproximadamente $244,5 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 – $216,8 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2024 – tasa de descuento libre de riesgo del 11,2% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas en 2025 y 2024 se basan en las tasas previstas para Colombia.

Incluido en el pasivo por desmantelamiento hay $7,3 millones (31 de diciembre de 2024: $11,7 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo ambiental de la Compañía es de aproximadamente $29,7 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024: $24,6 millones), y se prevé que la mayoría de estos costos ocurran en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2024 – tasa de descuento libre de riesgo del 11,2% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas en 2025 y 2024 se basan en las tasas previstas para Colombia.

Incluido en el pasivo ambiental hay $2,8 millones (31 de diciembre de 2024: $2,9 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

Sensibilidades
Un cambio en la tasa de descuento o la tasa de inflación supuestas tendría el siguiente impacto en los pasivos por desmantelamiento y ambientales:

		2025		2024	
Al 31 de diciembre de	**Rango de Sensibilidad**	**Aumento**	**Disminución**	Aumento	Disminución
Tasa de descuento libre de riesgo	+/- un por ciento	**$ (5.551)**	**$ 6.157**	$ (5.349)	$ 6.022
Tasa de inflación	+/- un por ciento	**$ 6.600**	**$ (6.013)**	$ 6.406	$ (5.702)

20. Capital Social

a) Acciones ordinarias emitidas y en circulación

	Número de acciones	Monto
Saldo, 31 de diciembre de 2023	103.811.718	$ 660.817
Emitidas por efectivo – ejercicio de opciones	22.168	309
Asignación de excedente aportado – ejercicio de opciones	—	102
Recompra de acciones	(5.494.850)	(28.329)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	98.339.036	$ 632.899
Recompra de acciones	(2.364.900)	(11.837)
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**95.974.136**	**$ 621.062**

La Compañía ha autorizado un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto sin valor nominal o a la par.

En 2025, no se ejercieron opciones (año terminado el 31 de diciembre de 2024: se ejercieron 22.168 opciones por ingresos de $0,3 millones).

En 2025, la Compañía recompró 2.364.900 acciones ordinarias conforme a su Oferta Pública de Adquisición en el Giro Ordinario del Negocio ("NCIB", por sus siglas en inglés) por $26,5 millones a un costo promedio por acción de Cdn$15,37 (año terminado el 31 de diciembre de 2024: 5.494.850 acciones ordinarias recompradas por $73,8 millones a un costo promedio por acción de Cdn$18,04). El costo de recompra de acciones ordinarias a un precio superior a su valor en libros promedio se ha reconocido en los resultados acumulados.

Los dividendos pagados en 2025 fueron de $107,7 millones o Cdn$1,54 por acción (año terminado el 31 de diciembre de 2024: $112,2 millones o Cdn$1,53 por acción) a los accionistas registrados para cada pago de dividendos.

b) Opciones sobre acciones

La Compañía tiene un plan de opciones sobre acciones que contempla la emisión de opciones a los funcionarios y ciertos empleados de la Compañía para adquirir acciones ordinarias. El número máximo de opciones reservadas para su emisión bajo el plan de opciones sobre acciones no puede exceder el 5% del número de acciones ordinarias emitidas y en circulación. Las opciones sobre acciones se consolidan durante un periodo de tres años y vencen cinco años después de la fecha de concesión.

	Número de opciones	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción
Saldo, 31 de diciembre de 2023	690.645	23,32
Concedidas	248.842	21,06
Ejercidas	(22.168)	18,75
Caducadas	(17.890)	24,67
Saldo, 31 de diciembre de 2024	899.429	22,78
Concedidas	533.022	12,74
Caducadas	(178.843)	21,52
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**1.253.608**	**18,69**

Las opciones sobre acciones en circulación y la vida promedio ponderada restante de las opciones sobre acciones al 31 de diciembre de 2025 son las siguientes:

	Opciones en circulación			Opciones consolidadas		
Precio de ejercicio Cdn$	Número de opciones	Vida promedio ponderada restante (años)	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción	Número de opciones	Vida promedio ponderada restante (años)	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción
$12.74 - $16.90	518.558	4,18	12,74	—	—	—
$16.91 - $21.35	238.028	3,18	21,06	79.335	3,18	21,06
$21.36 - $22.71	153.009	0,11	21,69	153.009	0,11	21,69
$22.72 - $24.12	188.369	2,10	22,77	125.564	2,10	22,77
$24.13 - $27.02	155.644	1,09	27,00	155.644	1,09	27,00
	1.253.608	**2,80**	**18,69**	**513.552**	**1,37**	**23,47**

El valor razonable de cada opción otorgada se estima en la fecha de concesión utilizando el modelo de valoración de opciones de Black-Scholes con los siguientes supuestos de promedio ponderado:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	**2024**
Tasa de interés libre de riesgo (%)	**2,66**	3,67
Vida esperada (años)	**4**	4
Volatilidad esperada (%)	**41**	47
Tasa de caducidad (%)	**3**	3
Rendimiento esperado de dividendos (%)	**8,35**	10,56

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue de Cdn$1,68 por opción (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – Cdn$5,10 por opción). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las opciones ejercidas durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de Cdn$22,14.

c) Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	**2024**
Gasto por opciones	**$ 714**	$ 878
Total gasto por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**$ 714**	$ 878

21. Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo

a) Unidades de Acciones Restringidas y Unidades de Acciones de Desempeño liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU y CosPSU")

La Compañía tiene implementado un plan de incentivos de RSU/PSU liquidado en efectivo o en acciones. Este plan contempla la emisión de RSU y PSU a ciertos empleados de Parex Canada. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio, o el empleado puede optar por recibir la adjudicación en acciones ordinarias de Parex. Las CosRSU y CosPSU se consolidan durante un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de consolidación.

CosRSU:	Número de CosRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado en Cdn$/CosRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	1.236.515	—
Concedidas[(1)]	683.101	—
Ejercidas	(593.565)	—
Caducadas	(163.799)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	1.162.252	—
Concedidas[(1)]	1.037.144	—
Ejercidas	(569.595)	—
Caducadas	(133.366)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**1.496.435**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

CosPSU:	Número de CosPSU	Precio de ejercicio promedio ponderado en Cdn$/CosPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	821.865	—
Concedidas[(1)]	151.779	—
Concedidas por factor de desempeño	57.567	—
Ejercidas	(345.774)	—
Caducadas	(2.850)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	682.587	—
Concedidas[(1)]	156.917	—
Concedidas por factor de desempeño	40.596	—
Ejercidas	(303.208)	—
Caducadas	(28.793)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**548.099**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

Al 31 de diciembre de 2025, no había CosRSU ni CosPSU consolidadas.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue de 12,84 Cdn$ por CosRSU y CosPSU (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - 20,75 Cdn$ por CosRSU y CosPSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las CosRSU y CosPSU ejercidas en 2025 fue de 13,81 Cdn$ (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – 21,72 Cdn$).

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones, la Compañía ha otorgado unidades de acciones de desempeño a ciertos empleados. Las CosPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión. Las CosPSU pueden otorgarse con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Basado en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2x a las CosPSU elegibles para consolidarse al final del periodo de desempeño. En marzo de 2025, la junta directiva aprobó que se aplicara un multiplicador de 1,15X a la concesión de CosPSU de 2022, lo que resultó en la emisión de 40.596 CosPSU. En marzo de 2024, la junta directiva aprobó que se aplicara un multiplicador de 1,25X a la concesión de CosPSU de 2021, lo que resultó en la emisión de 57.567 CosPSU.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de CosRSU y CosPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las CosRSU y CosPSU. El valor razonable de las CosRSU y CosPSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo total acumulado por CosRSU y CosPSU es de $18,8 millones (31 de diciembre de 2024 - $11,2 millones), de los cuales $4,5 millones (31 de diciembre de 2024 - $4,0 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

b) Unidades de Acciones Restringidas y Unidades de Acciones de Desempeño de Larga Duración ("LDRSU y LDPSU")

En mayo de 2024, Parex implementó un plan de incentivos de RSU/PSU de larga duración. Este plan contempla la emisión de LDRSU y LDPSU a ciertos empleados de Parex Canada. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio, o el empleado puede optar por recibir la adjudicación en acciones ordinarias. Las LDRSU se consolidan durante un periodo de tres años y vencen 10 años después de la fecha de concesión. Las LDPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión y vencen 10 años después de la fecha de concesión.

LDRSU:	Número de LDRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/LDRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	—	—
Concedidas[(1)]	154.383	—
Caducadas	(51.888)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	102.495	—
Concedidas[(1)]	208.953	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**311.448**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

LDPSU:	Número de LDPSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/LDPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	—	—
Concedidas[(1)]	208.577	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	208.577	—
Concedidas[(1)]	414.321	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**622.898**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

Al 31 de diciembre de 2025, 38,421 LDRSU y ninguna LDPSU estaban consolidadas. Al 31 de diciembre de 2024, ninguna LDRSU ni LDPSU estaba consolidada.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue de Cdn$12,74 por LDRSU y LDPSU (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - Cdn$21,06 por LDRSU y LDPSU).

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas de larga duración y unidades de acciones de desempeño, la Compañía ha otorgado unidades de acciones de desempeño a ciertos empleados. Las LDPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión y vencen 10 años después de la fecha de concesión. Las LDPSU pueden otorgarse con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Basado en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0-2x a las LDPSU elegibles para consolidarse al final del periodo de desempeño.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de LDRSU y LDPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las LDRSU y LDPSU. El valor razonable de las LDRSU y LDPSU se calcula utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo total acumulado por LDRSU y LDPSU es de $4,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $0,9 millones), de los cuales $2,8 millones (31 de diciembre de 2024 - $0,6 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

c) Unidades de acciones diferidas ("DSU")

La Compañía tiene implementado un plan de unidades de acciones diferidas conforme al cual la Compañía puede otorgar acciones diferidas a todos los directores que no son empleados. Las unidades de acciones diferidas se consolidan inmediatamente y se liquidan en efectivo tras el retiro del director que no es empleado de la Junta Directiva de Parex. El valor de las DSU en la fecha de ejercicio es equivalente al precio promedio ponderado de la acción de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Compañía inmediatamente antes de la fecha de ejercicio. Las DSU solo pueden redimirse tras el retiro de la Junta Directiva de la Compañía de acuerdo con los términos del Plan de DSU. El pasivo por DSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de DSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/DSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	313.294	—
Concedidas[(1)]	57.382	—
Ejercidas por retiro de la junta	(21.864)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	348.812	—
Concedidas[(1)]	128.621	—
Ejercidas por retiro de la junta	(68.767)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**408.666**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

El valor razonable en la fecha de concesión es equivalente al precio promedio ponderado de la acción de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Compañía inmediatamente antes de la fecha de concesión. El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue de Cdn$12,07 por DSU (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - Cdn$23,87 por DSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las DSU ejercidas en 2025 fue de Cdn$18,12 (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – Cdn$18,43).

Dado que las DSU se consolidan inmediatamente, las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de DSU se acumulan como gasto de compensación inmediatamente basado en el valor razonable de la DSU. Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo total acumulado por DSU es de $5,5 millones (31 de diciembre de 2024 - $3,5 millones), de los cuales $4,5 millones (31 de diciembre de 2024 - $3,5 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los términos del plan de DSU.

d) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU")

Parex Colombia tiene un plan de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo que contempla la emisión de CRSU a ciertos empleados de Parex Colombia. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio. Las CRSU se consolidan durante un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de consolidación. El pasivo por CRSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de CRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/CRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2023	679.112	—
Concedidas[(1)]	569.740	—
Ejercidas	(350.201)	—

Caducadas	(87.975)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2024	810.676	—
Concedidas[1]	1.008.076	—
Ejercidas	(371.742)	—
Caducadas	(88.248)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**1.358.762**	**—**

[1] Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue de Cdn$12,81 por CRSU (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - Cdn$20,96 por CRSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las CRSU ejercidas en 2025 fue de Cdn$14,04 (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – Cdn$21,44).

Las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de CRSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basándose en el valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo total acumulado por CRSU es de $9,3 millones (31 de diciembre de 2024 - $4,4 millones), de los cuales $3,4 millones (31 de diciembre de 2024 - $1,4 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

e) Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Gasto de CosRSU y CosPSU	**$ 16.299**	$ 1.695
Gasto de LDRSU y LDPSU	**3.196**	851
Gasto (recuperación) de DSU	**2.859**	(2.085)
Gasto de CRSU	**7.448**	123
Total gasto por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**$ 29.802**	$ 584
Pagos en efectivo realizados al momento del ejercicio	**$ 12.784**	$ 20.647

22. Impuesto sobre la Renta

Los componentes del gasto por impuesto para 2025 y 2024 fueron los siguientes:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Gasto por impuesto corriente	**$ 34.121**	$ 89.492
Ajustes respecto al periodo anterior	**(619)**	897
Total gasto por impuesto corriente	**$ 33.502**	$ 90.389
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**(53.779)**	158.203
Total gasto (recuperación) por impuesto	**$ (20.277)**	$ 248.592

En diciembre de 2021, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos ("OCDE") emitió reglas modelo para un nuevo marco global de impuesto mínimo ("Pilar Dos"). En mayo de 2023, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias ("NIC 12") para abordar el Pilar Dos, las cuales proporcionan claridad sobre los impactos y los requisitos de revelación adicionales una vez que la legislación sea sustancialmente promulgada. El impacto del Pilar Dos ha sido considerado y evaluado. Con base en el análisis realizado, no se espera que la Compañía esté sujeta a pasivos fiscales adicionales bajo la legislación del Pilar Dos. Como resultado, no se han reconocido impactos del Pilar Dos en los cálculos de impuestos diferidos.

Factores que afectan el gasto por impuesto del año

La tasa estándar del impuesto sobre la renta corporativo colombiano para 2025 fue del 35%. Una sobretasa adicional de entre el 5% y el 15% puede aplicar cuando se cumplen ciertas condiciones, ya que Parex es una entidad productora de petróleo bajo la ley colombiana. Esta sobretasa no fue aplicable en 2025 debido a los precios del crudo Brent en relación con los promedios históricos; en consecuencia, la tasa total del impuesto sobre la renta corporativo colombiano de la Compañía para 2025 fue del 35% (año terminado el 31 de diciembre de 2024 – 45%). A continuación se presenta una conciliación de los impuestos sobre la renta calculados a la tasa impositiva corporativa colombiana con el gasto por impuesto para 2025 y 2024:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Utilidad antes de impuestos	**$ 234.806**	$ 309.272
Utilidad antes de impuestos multiplicada por la tasa estándar del impuesto corporativo colombiano del 35% (2024 – 45%)	**82.182**	139.172
Efectos de:		

Impuestos sobre la renta registrados a tasas diferentes a la tasa impositiva colombiana	**13.173**	1.321
Impacto de los cambios en la tasa impositiva colombiana	**8.572**	(2.661)
Gastos no deducibles y otras diferencias permanentes	**(12.240)**	(9.669)
Compensación basada en acciones	**164**	202
Ajuste respecto al periodo anterior	**(1.515)**	(364)
Impacto de la tasa de cambio en las bases fiscales denominadas en moneda extranjera	**(120.553)**	119.158
Cambio en los activos por impuestos diferidos no reconocidos	**9.940**	1.433
Total gasto (recuperación) por impuesto	**$ (20.277)**	$ 248.592

Las tasas impositivas actuales en Colombia son las siguientes: 35% para 2025 y años posteriores, más una sobretasa aplicable para las empresas petroleras colombianas de entre 0% y 15%, dependiendo del precio del crudo Brent en relación con los promedios históricos.

El análisis de los activos por impuesto sobre la renta diferido es el siguiente:

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Activos por impuestos diferidos a liquidarse dentro de los 12 meses	**$ 1.965**	$ 1
Activos por impuestos diferidos a liquidarse después de más de 12 meses	**164.678**	103.535
Activos por impuesto sobre la renta diferido	**$ 166.643**	$ 103.536

El análisis de los pasivos por impuesto sobre la renta diferido es el siguiente:

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Pasivos por impuestos diferidos a liquidarse dentro de los 12 meses	**$ 531**	$ —
Pasivos por impuestos diferidos a liquidarse después de más de 12 meses	**$ 23.859**	15.061
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido	**$ 24.390**	$ 15.061
(Activo) por impuesto diferido neto	**$ (142.253)**	$ (88.475)

Los pasivos y activos por impuesto sobre la renta diferido a liquidarse (recuperarse) dentro de los 12 meses representan la estimación de la gerencia sobre el momento de la reversión de las diferencias temporarias y no se correlacionan con el gasto por impuesto sobre la renta corriente del año siguiente.

El movimiento durante el año en los pasivos por impuesto sobre la renta diferido y los componentes netos es el siguiente:

(Pasivo) por Impuesto Diferido	**31 de diciembre de 2025**	Cargado (acreditado) al estado de resultados integrales	31 de diciembre de 2024	Cargado (acreditado) al estado de resultados integrales
Propiedad, planta y equipo	**$ (20.720)**	**$ (5.659)**	$ (15.061)	$ (15.061)
Otros	**(3.670)**	**(3.670)**	—	—
Saldo al final del año	**$ (24.390)**	**$ (9.329)**	$ (15.061)	$ (15.061)

El movimiento durante el año en los activos por impuesto sobre la renta diferido y los componentes netos es el siguiente:

Activo por impuesto diferido	**31 de diciembre de 2025**	Cargado (acreditado) al estado de resultados integrales	31 de diciembre de 2024	Cargado (acreditado) al estado de resultados integrales
Propiedad, planta y equipo	**$ 111.309**	**$ 47.573**	$ 63.736	$ (128.796)
Pérdidas fiscales compensables	**5.588**	**5.588**	—	—
Pasivo por desmantelamiento	**38.341**	**4.941**	33.400	(7.765)
Otros	**11.405**	**5.006**	6.400	(6.581)
Saldo al final del año	**$ 166.643**	**$ 63.108**	$ 103.536	$ (143.142)

La Compañía tiene pérdidas, así como otras deducciones fiscales acumuladas que exceden el valor en libros en Canadá, disponibles para reducir la renta gravable en años futuros. Al 31 de diciembre de 2025, el monto del activo por impuesto diferido registrado en Canadá es de $6,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $3,0 millones). La Compañía no reconoció activos por impuestos diferidos sobre pérdidas de capital y otras partidas en Canadá por $35,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $32,0 millones) y en Suiza por

$7,0 millones (31 de diciembre de 2024 - cero). Las pérdidas no de capital en Canadá vencen en 20 años y las pérdidas de capital se compensan indefinidamente. Las pérdidas no de capital en Suiza vencen en 7 años y en Colombia vencen en 12 años. Los montos denominados en moneda extranjera se han convertido a la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2025. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tenía las siguientes pérdidas fiscales compensables:

	Año de vencimiento			
	2032	**2037**	**Indefinidamente**	**Total**
Suiza	$ 63.000	—	—	63.000
Colombia	—	12.994	—	12.994
Canadá	—	—	183.216	$ 183.216
Total	**$ 63.000**	**$ 12.994**	**$ 183.216**	**$ 259.210**

Los resultados acumulados por las subsidiarias ascendieron a $964,4 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $1.681,2 millones). No se ha realizado ninguna provisión para retenciones y otros impuestos que serían pagaderos sobre la distribución de estas ganancias, ya que no se espera que sean remitidas en el futuro previsible.

23. Ganancia neta por acción

a) Ganancia neta básica por acción

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Resultado neto		
Resultado neto a efectos de la ganancia neta básica por acción	**$ 255.083**	$ 60.680
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta básica por acción (en miles)	**97.176**	101.414
Ganancia neta básica por acción	**$ 2,62**	$ 0,60

b) Ganancia neta diluida por acción

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Resultado neto		
Resultado neto utilizado para calcular la ganancia neta diluida por acción	**$ 255.083**	$ 60.680
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta básica por acción (en miles)	**97.176**	101.414
Efecto dilutivo de las opciones sobre acciones y las RSU sobre las acciones ordinarias potenciales	**47**	—
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta diluida por acción	**97.223**	101.414
Ganancia neta diluida por acción	**$ 2,62**	$ 0,60

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, 827.396 opciones sobre acciones (31 de diciembre de 2024 - 897.633) fueron excluidas del cálculo de acciones promedio ponderadas diluidas ya que eran antidilutivas.

24. Revelación Complementaria de Información sobre Flujos de Efectivo

a) Conciliación de efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

La siguiente tabla proporciona una conciliación del efectivo y equivalentes de efectivo y el efectivo y equivalentes de efectivo restringidos con los montos mostrados en el estado consolidado de flujos de efectivo:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024	2023
Efectivo y equivalentes de efectivo	**$ 58.328**	$ 98.022	$ 140.352
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - corriente	**5.424**	581	—
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - a largo plazo[(1)]	**191**	3.184	3.556
Total	**$ 63.943**	$ 101.787	$ 143.908

[(1)] Incluido en Otros activos a largo plazo en el balance general consolidado.

b) Cambio neto en activos y pasivos

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Cuentas por cobrar	**$ 4.357**	$ 35.881
Pagos anticipados y otros activos corrientes	**15.685**	15.948
Valores negociables	**(45.090)**	—
Inventario de petróleo crudo	**(2.310)**	2.237
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar/pagar	**(34.768)**	(4.583)
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	**84.831**	(129.321)
Agotamiento relacionado con el inventario de petróleo crudo	**796**	(533)
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	**(9.512)**	(10.273)
Cambio neto en activos y pasivos	**$ 13.989**	$ (90.644)
Operación	**$ (30.229)**	$ (52.318)
Inversión	**45.150**	(39.775)
Financiación	**(932)**	1.449
Cambio neto en activos y pasivos	**$ 13.989**	$ (90.644)

c) Intereses e impuestos pagados

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Intereses en efectivo pagados	**$ 2.753**	$ 4.265
Impuestos sobre la renta pagados en efectivo	**$ 1.178**	$ —

25. Gastos de Salarios y Beneficios de los Empleados

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Salarios, bonificaciones y otros beneficios a corto plazo	**$ 61.525**	$ 54.218
Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**714**	878
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**29.802**	584
Total	**$ 92.041**	$ 55.680

Los salarios, bonificaciones y beneficios a corto plazo de los empleados se incluyen en los gastos generales y administrativos en los estados consolidados de resultados integrales. Los gastos por opciones sobre acciones, CosRSU, CosPSU, LDRSU, LDPSU, CRSU y DSU se incluyen en el gasto de compensación basada en acciones en los estados consolidados de resultados integrales.

26. Gestión del Capital

La estrategia de la Compañía es mantener una base de capital sólida con el fin de proporcionar flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de los inversionistas y los mercados de capitales.

La Compañía tiene una facilidad de crédito garantizada senior con un sindicato de bancos que al 31 de diciembre de 2025 tenía una base de endeudamiento por un monto de $240,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo servir como un medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 31 de diciembre de 2025, se habían dispuesto $33,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $60,0 millones) de la facilidad de crédito.

Al 31 de diciembre de 2025, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") y Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") para bloques de asociación relacionados con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un monto de $235,1 millones (31 de diciembre de 2024 - $160,7 millones). Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques (véase la nota 29 - Compromisos y contingencias).

Al 31 de diciembre de 2025, el excedente de capital de trabajo neto de la Compañía era de $28,0 millones (31 de diciembre de 2024 - excedente de $59,4 millones).

La Compañía tiene la capacidad de ajustar su estructura de capital mediante la emisión de nuevas acciones o deuda y realizando ajustes a sus programas de gastos de capital, recompra de acciones y dividendos en la medida en que los gastos de capital no estén comprometidos. La Compañía considera que su estructura de capital en este momento incluye el patrimonio neto, la facilidad de crédito y su capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2025, el patrimonio neto era de $1.952,9 millones (31 de diciembre de 2024 - $1.831,3 millones).

27. Instrumentos Financieros y Gestión de Riesgos

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado consisten en efectivo, cuentas por cobrar, valores negociables, cuentas por pagar y pasivos acumulados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor en libros debido a su vencimiento a corto plazo. El valor razonable de la facilidad de crédito revolvente es igual a su valor en libros, ya que la facilidad devenga intereses a tasas flotantes y los diferenciales de crédito dentro de la facilidad son indicativos de las tasas de mercado.

Los instrumentos financieros a largo plazo de la Compañía registrados en el balance general consolidado se contabilizan al costo amortizado. Los instrumentos financieros derivados, específicamente los contratos de precio fijo, se contabilizan a valor razonable.

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados de la Compañía se cotiza en mercados activos. La Compañía clasifica el valor razonable de estas transacciones de acuerdo con la siguiente jerarquía:

Nivel 1 – precios cotizados en mercados activos para instrumentos financieros idénticos.
Nivel 2 – precios cotizados para instrumentos similares en mercados activos; precios cotizados para instrumentos idénticos o similares en mercados que no están activos; y valoraciones derivadas de modelos en los que todos los datos significativos y los impulsores de valor significativos son observables en mercados activos.
Nivel 3 – valoraciones derivadas de técnicas de valoración en las que uno o más datos significativos o impulsores de valor significativos no son observables.

Los valores negociables de la Compañía se han clasificado como nivel 1 según la jerarquía de valor razonable descrita anteriormente. Su valor razonable se determina utilizando los precios de mercado cotizados en cada fecha de presentación de información.

Los instrumentos financieros derivados de la Compañía se han clasificado como nivel 2 según la jerarquía de valor razonable descrita anteriormente. La Compañía utiliza las siguientes técnicas para determinar las mediciones del valor razonable: Los contratos de petróleo crudo y moneda extranjera se registran a su valor razonable estimado basado en la diferencia entre el precio contratado y el precio a futuro al final del periodo para la misma materia prima y moneda extranjera, utilizando precios de mercado cotizados o el precio a futuro al final del periodo para la misma materia prima y moneda extranjera, extrapolado hasta el final del plazo del contrato.

Al 31 de diciembre de 2025, con otras variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del dólar canadiense y el COP frente al dólar estadounidense habría disminuido (aumentado) la ganancia neta en aproximadamente $8,7 millones.

a) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida asociado con la incapacidad de un tercero para cumplir con sus obligaciones de pago. La Compañía está expuesta al riesgo de que terceros que le deben dinero no cumplan con sus obligaciones. La Compañía evalúa la solidez financiera de sus socios de empresas conjuntas y contrapartes de comercialización de petróleo en su gestión de la exposición crediticia.

La Compañía, para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, tuvo la mayoría de sus ventas de petróleo a una sola contraparte. El saldo de cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2025 está compuesto sustancialmente por cuentas por cobrar a clientes en la industria del petróleo y gas y están sujetos a los riesgos de crédito normales de la industria. Históricamente, la Compañía no ha experimentado problemas de cobranza con sus clientes de petróleo crudo.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la antigüedad de las cuentas por cobrar de la Compañía es la siguiente:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Corriente (menos de 90 días)	**$ 78.329**	$ 82.686
Vencido (más de 90 días)	**—**	—
Total	**$ 78.329**	$ 82.686

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía registró una provisión por anticipos irrecuperables a un proveedor de materiales por un monto de $3,4 millones.

Ninguna de las cuentas por cobrar de la Compañía presenta deterioro al 31 de diciembre de 2025. La exposición máxima al riesgo de crédito asociada con las cuentas por cobrar es el valor en libros total.

b) Riesgo de liquidez

El enfoque de la Compañía para gestionar el riesgo de liquidez consiste en disponer de suficiente efectivo y/o líneas de crédito para cumplir con sus obligaciones al vencimiento. La gerencia generalmente pronostica los flujos de efectivo por un periodo de 12 a 36 meses para identificar cualquier necesidad de financiación. La liquidez se gestiona a través de estrategias diarias y a largo plazo de gestión de efectivo, deuda y capital. Estas incluyen la estimación del efectivo futuro generado por las operaciones basado en supuestos razonables de producción y precios, la estimación de los gastos de capital futuros discrecionales y no discrecionales, y la evaluación del monto de financiación de capital o deuda disponible. La Compañía se compromete a mantener un balance sólido y tiene la capacidad de cambiar su programa de capital en función de los flujos de efectivo operativos esperados. El saldo dispuesto de la facilidad de crédito de $240,0 millones de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 fue de $33,0 millones (31 de diciembre de 2024: línea de $240,0 millones, $60,0 millones dispuestos).

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2025:

	Menos de 1 año	**1-3 años**	**4-5 años**	**En lo sucesivo**	**Total**
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	212.081	—	—	7.143	$ 219.224
Deuda bancaria incluyendo intereses	—	36.181	—	—	36.181
Pasivo por arrendamiento	1.331	7.814	—	—	9.145
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo por pagar	22.397	15.228	—	—	37.625
Total	**$ 235.809**	**59.223**	**—**	**7.143**	**$ 302.175**

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2024:

	Menos de 1 año	**1-3 años**	**4-5 años**	**En lo sucesivo**	**Total**
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	$ 159.773	—	—	—	$ 159.773
Instrumentos financieros derivados	1.160	—	—	—	1.160
Deuda bancaria incluyendo intereses	—	66.287	—	—	66.287
Pasivo por arrendamiento	581	4.622	—	—	5.203
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo por pagar	10.377	9.553	—	—	19.930
Total	$ 171.891	80.462	—	—	$ 252.353

c) Riesgo de precio de materias primas

La Compañía está expuesta a los movimientos de los precios de las materias primas como parte de sus operaciones, particularmente en relación con los precios recibidos por su producción de petróleo. El petróleo crudo es sensible a numerosos factores mundiales, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Los cambios en los fundamentos de la oferta y la demanda global en el mercado del petróleo crudo y los eventos geopolíticos pueden afectar significativamente los precios del petróleo crudo. En consecuencia, estos cambios también podrían afectar el valor de las propiedades de la Compañía, el nivel de gasto para exploración y desarrollo, y la capacidad de cumplir con las obligaciones a su vencimiento. La producción de petróleo de la Compañía se vende bajo contratos a corto plazo, lo que la expone al riesgo de movimientos de precios a corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de precio de materias primas vigentes.

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión de riesgo de precio de materias primas celebrados con posterioridad al 31 de diciembre de 2025:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Volumen bbls/d**	**Precio de ejercicio (Call)**	**Precio de ejercicio (Put)**	**Precio de ejercicio (Put inferior)**	**Prima**
1 de enero de 2026 al 31 de enero de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$55,00	$0,65
Del 1 de abril de 2026 al 30 de abril de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—
Del 1 de mayo de 2026 al 31 de mayo de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—
Del 1 de junio de 2026 al 30 de junio de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—

La siguiente tabla resume la pérdida en los contratos de gestión de riesgo de precios de materias primas que estuvieron vigentes durante los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Primas pagadas en contratos de gestión de riesgo de precios de materias primas	**$ 7.935**	$ —
Pérdida (ganancia) no realizada en contratos de gestión de riesgo de precios de materias primas	**(1.160)**	1.160
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo de precios de materias primas	**(5.356)**	—
Total	**$ 1.419**	$ 1.160

d) Riesgo cambiario

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario, ya que varias porciones de sus saldos de efectivo se mantienen en dólares canadienses (Cdn$) y pesos colombianos (COP$), mientras que sus gastos de capital comprometidos se espera que estén denominados principalmente en dólares estadounidenses.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo cambiario vigentes.

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión de riesgo cambiario celebrados con posterioridad al 31 de diciembre de 2025:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Tipo de Opción de Moneda**	**Monto USD**	**Precio de ejercicio (COP)**	**Compensación máxima**
Del 16 de enero de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar con compensación limitada	$99.000.000	3.700-4.200	800

La siguiente tabla resume la ganancia en los contratos de gestión de riesgo cambiario que estuvieron vigentes durante los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**$ (8.998)**	$ —
Total	**$ (8.998)**	$ —

e) Riesgo de mercado

Parex está expuesta al riesgo de mercado asociado con sus valores negociables, incluidas las Acciones de GeoPark, impulsado principalmente por cambios en el precio de mercado y la liquidez de los valores. El precio de mercado de las Acciones de GeoPark puede ser volátil y podría verse afectado negativamente por las condiciones generales del mercado, el desempeño y las divulgaciones de la entidad participada, los precios de las materias primas de petróleo y gas, las tasas de interés y de cambio de divisas, los desarrollos geopolíticos en las áreas de operación de la entidad participada y otros factores fuera del control de la Compañía.

28. Información por Segmentos

La Compañía tiene subsidiarias extranjeras y se proporciona la siguiente información por segmentos:

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025	Canadá	Colombia	Total
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 1.005.842	$ 1.005.842
Regalías	—	(126.752)	(126.752)
Ingresos netos	—	879.090	879.090
Otros ingresos	—	9.826	9.826
Contratos de gestión de riesgo de materias primas (pérdida)	—	(1.419)	(1.419)
Ingresos	—	887.497	887.497
Gastos			
Producción	—	225.543	225.543
Transporte	—	76.444	76.444
Petróleo comprado	—	162	162
Gastos generales y administrativos	34.400	36.926	71.326
Deterioro de activos de exploración y evaluación	—	11.140	11.140
Deterioro de activos de propiedad, planta y equipo	—	—	—
Deterioro de inventario a largo plazo	—	6.470	6.470
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	714	—	714
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	22.354	7.448	29.802
Agotamiento, depreciación y amortización	3.053	197.352	200.405
Otros gastos	—	29.200	29.200
Ganancia cambiaria	(466)	(10.466)	(10.932)
Ganancia no realizada en valores negociables	(4.616)	—	(4.616)
	55.439	580.219	635.658
(Ingresos) financieros	(467)	(3.902)	(4.369)
Gasto financiero	6.084	15.318	21.402
Gastos financieros netos	5.617	11.416	17.033
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(61.056)	295.862	234.806
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(427)	33.929	33.502
(Recuperación) de impuestos diferidos	(3.177)	(50.602)	(53.779)
Ganancia (pérdida) neta	**$ (57.452)**	**$ 312.535**	**$ 255.083**
Activos de capital (fin de año)	$ 7.207	$ 1.654.131	$ 1.661.338
Gastos de capital	$ 1.340	$ 308.985	$ 310.325
Activos totales (fin de año)	$ 69.132	$ 2.271.960	$ 2.341.092

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024	Canadá	Colombia	Total
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 1.280.029	$ 1.280.029
Regalías	—	(201.418)	(201.418)
Ingresos netos	—	1.078.611	1.078.611
Otros ingresos	—	8.157	8.157
Contratos de gestión de riesgo de materias primas (pérdida)	—	(1.160)	(1.160)
Ingresos	—	1.085.608	1.085.608
Gastos			
Producción	—	255.278	255.278
Transporte	—	65.745	65.745
Petróleo comprado	—	904	904
Gastos generales y administrativos	37.435	31.473	68.908
Deterioro de activos de exploración y evaluación	—	54.085	54.085
Deterioro de activos de propiedad, planta y equipo	—	78.417	78.417
Deterioro de inventario a largo plazo	—	10.000	10.000
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	878	—	878
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	461	123	584
Agotamiento, depreciación y amortización	2.735	213.035	215.770
Otros gastos	—	6.227	6.227
Pérdida cambiaria	705	4.742	5.447
	42.214	720.029	762.243
(Ingresos) financieros	(832)	(3.483)	(4.315)
Gasto financiero	6.173	12.235	18.408
Gastos financieros netos	5.341	8.752	14.093
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(47.555)	356.827	309.272
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(3.124)	93.513	90.389
Gasto por impuestos diferidos	3.796	154.407	158.203
Ganancia (pérdida) neta	**$ (48.227)**	**$ 108.907**	**$ 60.680**
Activos de capital (fin de año)	$ 8.919	$ 1.527.310	$ 1.536.229
Gastos de capital	$ 3.820	$ 343.875	$ 347.695
Activos totales (fin de año)	$ 54.088	$ 2.100.974	$ 2.155.062

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía tuvo un cliente externo (año terminado el 31 de diciembre de 2024 - dos clientes externos), en la industria del petróleo y gas que, sujeto a los riesgos de crédito normales de la industria, constituyó más del 10% de las ventas de materias primas de la producción. Las ventas a estos clientes totalizaron $695,3 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, y $1.082,5 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente.

29. Compromisos y Contingencias

a) Colombia

Al 31 de diciembre de 2025, existían garantías de cumplimiento con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH") de Colombia y los bloques de empresas conjuntas de Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") por un monto de $235,1 millones (31 de diciembre de 2024 - $160,7 millones) para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas. Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

El valor de los compromisos de exploración de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia bajo contratos de E&P, acuerdos de participación (farm-in) de empresas conjuntas y acuerdos de colaboración empresarial se estima de la siguiente manera:

(en miles)

2026	$ 59.737
2027	130.645
2028	100.515
2029	5.845
2030	—
En lo sucesivo	456.746
Total	$ 753.488

b) Arrendamientos operativos

En el giro ordinario de los negocios, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán las operaciones y la liquidez futuras de la Compañía. Estos compromisos incluyen arrendamientos de espacio de oficina y alojamiento.

Los pagos mínimos de arrendamiento existentes para espacio de oficina y alojamiento al 31 de diciembre de 2025 son los siguientes:

(en miles)	Total	2026	2027	2028	2029	2030	En lo sucesivo
Oficina y alojamiento	$ 6.966	2.987	2.034	778	778	389	—

30. Divulgaciones de Partes Relacionadas

a) Subsidiarias Significativas

Los estados financieros consolidados incluyen los estados financieros de Parex Resources Inc. al 31 de diciembre de 2025 y 2024. Las transacciones entre subsidiarias se eliminan en la consolidación.

b) Remuneración del Personal Directivo Clave

La remuneración del personal directivo clave, incluyendo los directores, es la siguiente:

Para el año terminado el 31 de diciembre de	**2025**	2024
Sueldos, honorarios de directores y otros beneficios	**$ 4.306**	$ 4.356
Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**439**	478
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**4.568**	5.846
Total	**$ 9.313**	$ 10.680

c) Otras transacciones

La Compañía no tuvo ninguna transacción con partes relacionadas con entidades fuera del grupo consolidado para los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024.

31. Eventos Subsecuentes

NCIB

El 22 de enero de 2026, la Compañía inició una NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según lo considere conveniente, hasta un máximo de 9.407.490 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. La NCIB terminará el 21 de enero de 2027.

Propuesta

El 23 de febrero de 2026, la Compañía anunció que había presentado una propuesta de adquisición (la "Propuesta") a la Junta Directiva de Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") para adquirir todo el negocio upstream colombiano de Frontera en una oferta totalmente en efectivo por una contraprestación de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones.

Propuesta Vinculante

El 2 de marzo de 2026, la Compañía presentó una propuesta de adquisición vinculante (la "Propuesta Vinculante") a la Junta de Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") para adquirir todo el negocio upstream colombiano de Frontera en una oferta totalmente en efectivo por una contraprestación de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones. El mismo día, Frontera proporcionó una actualización sobre la propuesta no vinculante anunciada previamente por Parex, reconociendo la recepción de una oferta vinculante de $525 millones y esperando la confirmación de ciertos términos.

PAREX RESOURCES
MD&A

PARA EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA GERENCIA

La siguiente Discusión y Análisis de la Gerencia ("MD&A") de la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex Resources Inc. ("Parex" o la "Compañía") para los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 tiene fecha del 3 de marzo de 2026 y debe leerse junto con los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y por los años terminados en esas fechas (los "estados financieros consolidados auditados"). Los estados financieros consolidados auditados se han preparado de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, que representan los principios de contabilidad generalmente aceptados ("GAAP") para empresas con responsabilidad pública en Canadá.

La información adicional relacionada con Parex se incluye en los informes archivados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá, incluido el Formulario de Información Anual de la Compañía con fecha del 3 de marzo de 2026 (el "AIF"), y puede accederse a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Todos los montos financieros están en dólares de los Estados Unidos (EE.UU.) a menos que se indique lo contrario.

Perfil de la Compañía

Parex es una de las compañías independientes de petróleo y gas más grandes de Colombia, enfocada en la producción convencional sostenible. La sede corporativa de la Compañía se encuentra en Calgary, Canadá, con una oficina operativa en Bogotá, Colombia. Las acciones de Parex cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo PXT.

Abreviaturas

Consulte la página final de la MD&A para conocer las abreviaturas utilizadas comúnmente en el documento. Consulte el Aviso sobre Declaraciones Prospectivas y el Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras.

Las referencias a la producción de petróleo crudo o gas natural en esta MD&A se refieren a los tipos de productos de petróleo crudo ligero y mediano, petróleo crudo pesado y gas natural convencional, respectivamente, tal como se definen en el Instrumento Nacional 51-101 - Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101").

Aspectos Destacados de 2025

- La producción de petróleo crudo y gas natural para el año promedió 44.701 boe/d, alcanzando el rango de guía anual de 43.000 a 47.000 boe/d, en comparación con la producción promedio de 2024 de 49,924 boe/d. Consulte "Resultados Consolidados de Operaciones" para ver la producción desglosada por tipo de producto.
- Se obtuvo una ganancia neta de $255,1 millones ($2,62 por acción básica), en comparación con una ganancia neta de $60,7 millones ($0,60 por acción básica) en 2024. El aumento con respecto al año anterior se debe en gran medida a una disminución en el gasto por impuestos y el gasto por deterioro, compensado parcialmente por una disminución en los ingresos por petróleo debido a menores volúmenes de petróleo vendidos y una disminución en el precio de venta realizado.
- Arrojó un flujo de fondos anual generado por las operaciones ("FFO")[(1)] de $455,0 millones ($4,68 por acción básica[(2)]), en comparación con los $622,2 millones ($6,14 por acción básica[(2)]) en 2024.
- Produjo un netback operativo de $35,52/boe[(2)] (2024 - $41,30/boe[(2)]) y un netback de FFO de $28,00/boe[(2)] (2024 - $33,95/boe[(2)]) a partir de un precio promedio del petróleo crudo Brent de $68,19/bbl (2024 - $79,86/bbl).
- Incurrió en gastos de capital[(3)] de $310,3 millones (2024 - $347,7 millones).
- Generó $144,7 millones de flujo de fondos libre[(3)], los cuales se destinaron a iniciativas de retorno de capital y $27,0 millones para el pago de deuda bancaria; al 31 de diciembre de 2025, la deuda bancaria era de $33,0 millones; el excedente de capital de trabajo[(1)] era de $28,0 millones y el efectivo era de $58,3 millones.
- Pagó un dividendo regular de C$1,54 por acción[(4)] y recompró 2,364,900 acciones de conformidad con la oferta pública de adquisición en el giro ordinario del negocio ("NCIB") de la Compañía. Se devolvió un total de $134,2 millones a los accionistas a través de dividendos de $107,7 millones y recompras de acciones de $26,5 millones.

Aspectos Destacados de los Tres Meses Terminados el 31 de Diciembre de 2025 ("cuarto trimestre" o "4T")

- La producción de petróleo crudo y gas natural en el 4T de 2025 promedió 48.606 boe/d. La producción promedio en 2025 aumentó un 7% en comparación con la producción promedio de 2024 de 45.297 boe/d. Consulte "Resultados Consolidados de Operaciones" para ver la producción desglosada por tipo de producto.

- Se reconoció una ganancia neta de $74,9 millones ($0,78 por acción básica) en comparación con una pérdida neta de $69,1 millones ($0,70 por acción básica) en 2024. El aumento con respecto al año anterior se debe en gran medida a una disminución en el gasto por impuestos y el gasto por deterioro.
- Generó un FFO trimestral[(1)] de $122,9 millones ($1,28 por acción básica[(2)]), en comparación con los $141,2 millones ($1,43 por acción básica[(2)]) en el cuarto trimestre de 2024.
- Produjo un netback operativo[(2)] de $32,10/boe (4T 2024 - $34,90/boe) y un netback de FFO[(2)] de $28,19/boe (4T 2024 - $32,39/boe) a partir de un precio promedio del petróleo crudo Brent de $63,08/bbl (2024 - $74,01/bbl).
- Generó $38,3 millones de flujo de fondos libre[(3)] que se utilizó para iniciativas de retorno de capital.
- Pagó un dividendo trimestral regular de C$0,385 por acción[(4)] y recompró 580,000 acciones de conformidad con la NCIB de la Compañía.

(1) Medida de gestión de capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Resumen Financiero

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(Cifras financieras en miles, excepto los montos por acción)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	**14.835**	9.550	**11.635**	8.850	8.417
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**32.267**	34.882	**31.887**	40.336	45.163
Producción promedio de petróleo (bbl/d)[(1)]	**47.102**	44.432	**43.522**	49.186	53.580
Producción promedio de gas natural convencional (mcf/d)[(1)]	**9.024**	5.190	**7.071**	4.428	4.656
Producción promedio de petróleo y gas natural (boe/d)	**48.606**	45.297	**44.701**	49.924	54.356
Desglose de la producción (% petróleo crudo)	**97**	98	**97**	99	99
Precio de venta de petróleo y gas natural ($/boe)[(6)]	**57,05**	63,73	**61,90**	69,80	70,71
Netback operativo ($/boe)[(1)]	**32,10**	34,90	**35,52**	41,30	44,55
Ventas de petróleo y gas natural	**248.713**	277.824	**1.005.842**	1.280.029	1.408.703
Flujo de fondos generado por las operaciones[(7)]	**122.922**	141.201	**454.985**	622.233	667.782
Por acción – básica[(1)(3)]	**1,28**	1,43	**4,68**	6,14	6,29
Por acción – diluida[(1)(3)]	**1,28**	1,43	**4,68**	6,14	6,28
Ganancia (pérdida) neta	**74.865**	(69.051)	**255.083**	60.680	459.309
Por acción – básica[(3)]	**0,78**	(0,70)	**2,62**	0,60	4,32
Por acción – diluida[(3)]	**0,78**	(0,70)	**2,62**	0,60	4,32
Dividendos pagados	**26.853**	26.658	**107.671**	112.184	118.676
Por acción – Cdn$[(3)(6)]	**0,385**	0,385	**1,54**	1,53	1,50
Acciones recompradas	**7.644**	16.408	**26.514**	73.789	105.068
Número de acciones recompradas (en miles)	**580**	1.692	**2.365**	5.495	5.628
Gastos de capital[(2)]	**84.620**	82.110	**310.325**	347.695	483.343
Gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**(7.678)**	(2.569)	**(17.578)**	4.773	39.430
Flujo de fondos libre [(2)]	**38.302**	59.091	**144.660**	274.538	184.439
EBITDA[(2)]	**104.764**	(10.419)	**481.444**	545.362	650.829
EBITDA ajustado[(2)]	**128.653**	137.312	**512.937**	720.089	817.280
Total activos (al final del periodo)	**2.341.092**	2.155.062	**2.341.092**	2.155.062	2.415.327
Excedente de capital de trabajo (al final del periodo)[(4)(7)]	**28.027**	59.397	**28.027**	59.397	79.027
Deuda bancaria (al final del periodo)[(5)]	**33.000**	60.000	**33.000**	60.000	90.000
Promedio ponderado de acciones en circulación (en miles)					
Básica	**96.239**	99.063	**97.176**	101.414	106.247
Diluida	**96.374**	99.063	**97.223**	101.414	106.295
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	**95.974**	98.339	**95.974**	98.339	103.812

(1) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Los montos por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(4) El cálculo del capital de trabajo no toma en consideración el monto no dispuesto disponible bajo la facilidad de crédito bancario sindicado.
(5) Base de endeudamiento de la facilidad de crédito bancario sindicado de $240,0 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $240,0 millones).
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(7) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Guía de 2025 vs Resultados Reales

La siguiente tabla es un resumen de la guía anual de Parex para 2025 y una revisión de los resultados reales:

Categoría	Guía de 2025 (14 de enero de 2025)	Resultados Reales de 2025	% de variación respecto a la Guía de 2025 - punto medio
Precio Promedio del Petróleo Crudo Brent ($/bbl)	70	**68**	(3)
Producción Promedio (boe/d)[(1)]	43.000-47.000	**44.701**	(1)
Netback del flujo de fondos generado por las operaciones ($/boe)[(3)]	26-28	**28**	4
Flujo de fondos generado por las operaciones ($ millones)[(4)]	425-465	**455**	2
Gastos de Capital ($ millones)[(2)]	285-315	**310**	3
Flujo de fondos libre (puntos medios) ($ millones)[(2)]	145	**145**	—
Tasa efectiva del impuesto corriente sobre el punto medio del FFO (%)[(5)]	3-6%	**7%**	40

(1) Consulte los "Resultados Consolidados de Operaciones" para ver la producción anual desglosada por tipo de producto.
(2) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(5) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

En 2025, los precios del crudo Brent estuvieron ligeramente por debajo de la guía de Parex. Los volúmenes de producción promedio estuvieron dentro del rango de la guía, ligeramente por debajo del punto medio, y los gastos de capital también estuvieron dentro del rango presupuestado, en consonancia con los niveles de producción del punto medio. El flujo de fondos generado por las operaciones y el netback del FFO estuvieron cerca del extremo superior del rango de la guía de 2025, principalmente debido a diferenciales favorables de Vasconia y a gastos de producción operados menores a los esperados. Los menores gastos de producción operados fueron impulsados por el aumento de la producción proveniente de actividades de desarrollo, la adquisición complementaria (tuck-in) de LLA-32 y la nueva producción de LLA-74, lo que mejoró la absorción de costos fijos, además de las iniciativas de eficiencia corporativa implementadas para reducir los costos de producción fijos y variables.

Retorno de Capital a los Accionistas

Parex busca proporcionar un retorno de capital competitivo a los accionistas a través de dividendos y recompras de acciones, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía para proporcionar un retorno total al accionista. En 2025, Parex recompró el 2% de sus acciones en circulación bajo el NCIB de la Compañía y pagó un dividendo anual de C$1,54, lo que generó un retorno total de capital de $134,2 millones a los accionistas durante el año.

Guía de 2026

La siguiente tabla resume la guía anual de la Compañía para 2026:

Categoría	Guía de 2026 (19 de enero de 2026)
Precio Promedio del Petróleo Crudo Brent ($/bbl)	60
Producción Promedio (boe/d)[(1)]	45.000-49.000
Netback del flujo de fondos generado por las operaciones ($/boe)[(1)(3)]	23-24
Flujo de fondos generado por las operaciones ($ millones)[(4)]	385-420
Gastos de capital ($ millones)[(1)(2)]	280-320
Flujo de fondos libre (punto medio) ($ millones)[(1)(2)]	105
Tasa efectiva del impuesto corriente sobre el punto medio del FFO (%)[(1)(5)]	1-3%

(1) Consulte el comunicado de prensa de la Compañía del 19 de enero de 2026 para obtener detalles adicionales sobre la guía corporativa para 2026 y las estimaciones de sensibilidad del netback.
(2) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(5) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Resultados Financieros y Operativos

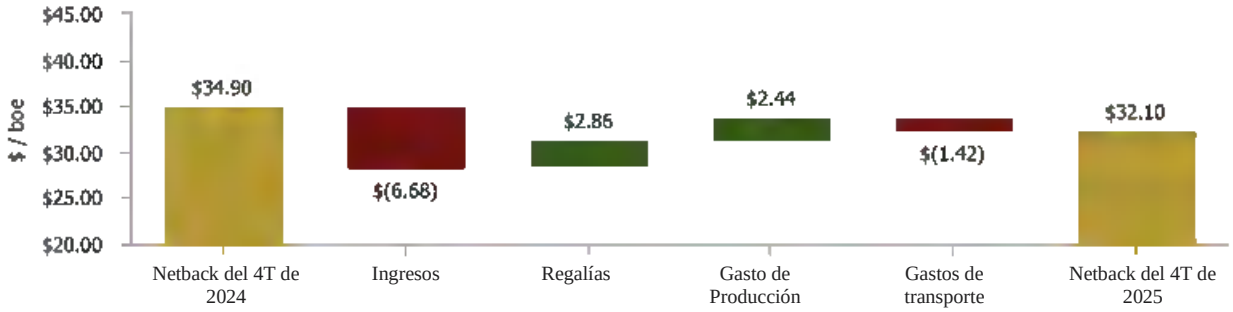
Resultados Consolidados de Operaciones

Las operaciones de petróleo y gas de Parex se llevan a cabo en Colombia, con las funciones de la oficina central realizadas en Canadá.

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Producción diaria promedio				
Petróleo crudo ligero y mediano (bbl/d)	**14.835**	9.550	**11.635**	8.850
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**32.267**	34.882	**31.887**	40.336
Petróleo crudo (bbl/d)	**47.102**	44.432	**43.522**	49.186
Gas natural convencional (mcf/d)	**9.024**	5.190	**7.071**	4.428
Total (boe/d)	**48.606**	45.297	**44.701**	49.924
Desglose de la producción (% de producción de petróleo crudo)	**97**	98	**97**	99
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural				
Petróleo crudo producido (bbl/d)	**45.885**	46.520	**43.335**	49.342
Petróleo crudo comprado (bbl/d)	**—**	—	**3**	28
Gas natural producido (mcf/d)	**9.024**	5.190	**7.071**	4.428
Total (boe/d)	**47.389**	47.385	**44.517**	50.108
Netback operativo (en miles)				
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 248.713**	$ 277.824	**$ 1.005.842**	$ 1.280.029
Regalías	**(28.649)**	(41.094)	**(126.752)**	(201.418)
Ingresos netos[4]	**220.064**	236.730	**879.090**	1.078.611
Gasto de producción	**(57.073)**	(67.708)	**(225.543)**	(255.278)
Gastos de transporte	**(23.081)**	(16.877)	**(76.444)**	(65.745)
Gastos de petróleo comprado	**—**	(59)	**(162)**	(904)
Netback operativo[1]	**$ 139.910**	$ 152.086	**$ 576.941**	$ 756.684
Netback operativo (por boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 63,08**	$ 74,01	**$ 68,19**	$ 79,86
Diferencial de precio de Parex	**(6,03)**	(10,28)	**(6,29)**	(10,06)
Ventas de petróleo y gas natural[2]	**$ 57,05**	$ 63,73	**$ 61,90**	$ 69,80
Regalías[2]	**(6,57)**	(9,43)	**(7,80)**	(10,99)
Ingresos netos[2]	**50,48**	54,30	**54,10**	58,81
Gastos de producción[2]	**(13,09)**	(15,53)	**(13,88)**	(13,93)
Gastos de transporte[2]	**(5,29)**	(3,87)	**(4,70)**	(3,58)
Netback operativo[3]	**$ 32,10**	$ 34,90	**$ 35,52**	$ 41,30

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Los ingresos netos para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 fueron de $1.164,0 millones.

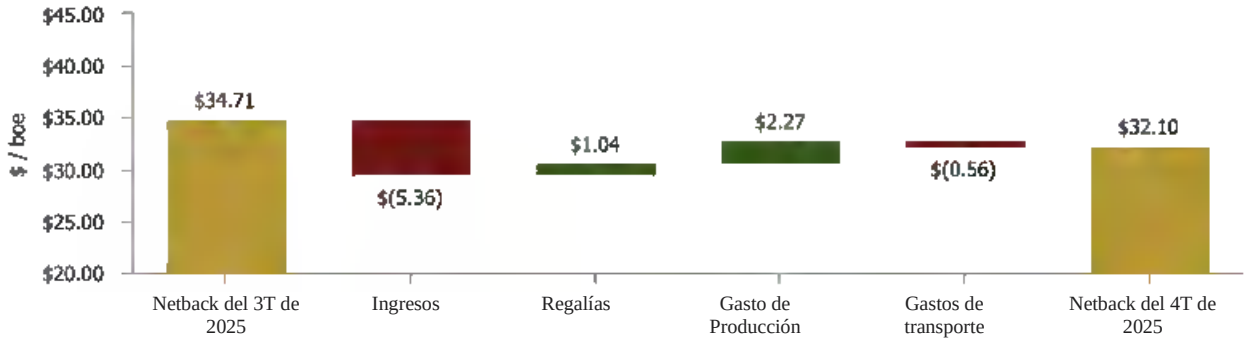
Cambio en el Netback Operativo por Componente
4T/24 vs. 4T/25



En el cuarto trimestre de 2025, el precio de referencia del petróleo Brent de la Compañía disminuyó en $10,93/bbl, mientras que los ingresos disminuyeron en $6,68/boe en comparación con el cuarto trimestre de 2024. El aumento en los ingresos en relación con la disminución del precio de referencia del petróleo crudo Brent se atribuyó a mejores diferenciales de ubicación y calidad. Las regalías disminuyeron en $2,86/boe en comparación con el cuarto trimestre de 2024 como resultado de una menor producción en áreas donde son aplicables regalías de participación por precios altos y una disminución en los precios mundiales del petróleo. Los gastos de producción disminuyeron en $2,44/boe en comparación con el cuarto trimestre de 2024 debido a menores costos de energía eléctrica, menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones, y una mejor absorción de costos fijos, parcialmente compensados por la apreciación del peso colombiano. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $1,42/boe en comparación con el cuarto trimestre de 2024 debido a un aumento en los volúmenes de petróleo transportados por camión, mayores volúmenes de gas transportados y la apreciación del peso colombiano.

En general, el netback operativo disminuyó en $2,80/boe en comparación con una disminución del precio de referencia del crudo Brent de $10,93/bbl.

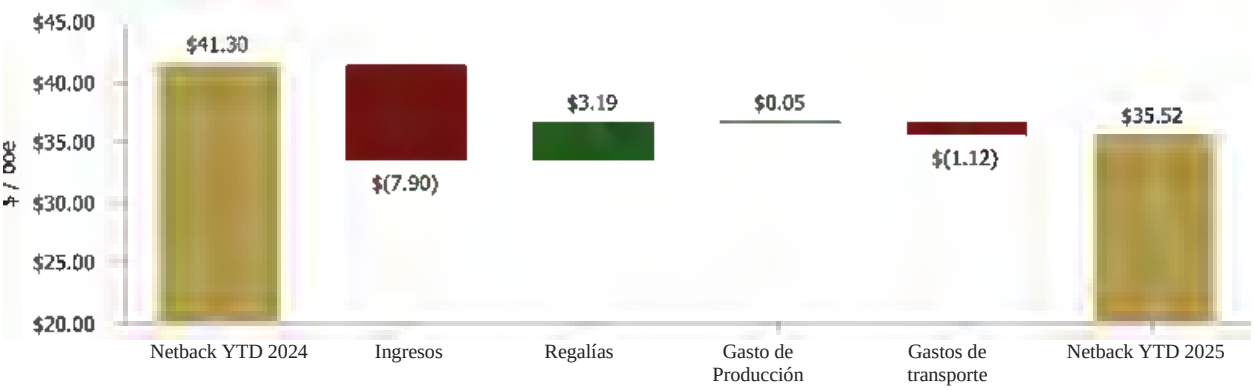
Cambio en el Netback Operativo por Componente
3T/25 vs. 4T/25



En el cuarto trimestre de 2025, el precio de referencia del petróleo Brent de la Compañía disminuyó en $5,09/bbl, mientras que los ingresos disminuyeron en $5,36/boe en comparación con el tercer trimestre de 2025. La disminución en los ingresos en relación con la disminución del precio de referencia del crudo Brent fue principalmente resultado de mayores diferenciales de ubicación y calidad. Las regalías disminuyeron en $1,04/boe como resultado de una menor producción en áreas donde son aplicables regalías de participación por precios altos y una disminución en los precios mundiales del petróleo. Los gastos de producción disminuyeron en $2,27/boe debido a menores costos de energía eléctrica, menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones, y una mejor absorción de costos fijos, parcialmente compensados por la apreciación del peso colombiano. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $0,56/boe en comparación con el tercer trimestre de 2025 debido a un aumento en los volúmenes de petróleo transportados por camión, mayores volúmenes de gas transportados y la apreciación del peso colombiano.

En general, el netback operativo disminuyó en $2,61/boe en comparación con una disminución del precio de referencia del crudo Brent de $5,09/bbl.

Cambio en el Netback Operativo por Componente
YTD 2024 vs. YTD 2025



En 2025, el precio de referencia Brent de la Compañía disminuyó en $11,67/bbl, mientras que los ingresos disminuyeron en $7,90/boe en comparación con 2024. El aumento en los ingresos en relación con la disminución del precio de referencia del crudo Brent fue principalmente el resultado de mejores diferenciales de ubicación y calidad. Las regalías disminuyeron en $3,19/boe como resultado de una menor producción en áreas donde son aplicables regalías de participación por precios altos y una disminución en los precios mundiales del petróleo. Los gastos de producción en 2025 disminuyeron en $0,05/boe debido a menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones y una mejor absorción de costos fijos, parcialmente compensados por mayores costos de energía eléctrica, mayores gastos de producción no operada y la apreciación del peso colombiano. Los gastos de transporte en 2025 aumentaron en $1,12/boe en comparación con 2024 debido a un aumento en los volúmenes de petróleo transportados por camión, mayores volúmenes de gas transportados y la apreciación del peso colombiano.

En general, el netback operativo disminuyó en $5,78/boe en comparación con una disminución del precio de referencia del crudo Brent de $11,67/bbl.

Ventas de petróleo y gas natural

a) Volúmenes promedio diarios de producción y ventas (boe/d)

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Bloque LLA-34	**19.719**	23.633	**21.033**	26.466
Cuenca de los Llanos del Sur	**22.470**	15.227	**16.767**	16.550
Cuenca de los Llanos del Norte	**2.848**	3.260	**3.556**	4.022
Cuenca del Magdalena	**2.065**	2.312	**2.166**	2.148
Total Producción de Petróleo Crudo	**47.102**	44.432	**43.522**	49.186
Producción de gas natural	**1.504**	865	**1.179**	738
Total producción de petróleo crudo y gas natural	**48.606**	45.297	**44.701**	49.924
Reducción (aumento) de inventario de petróleo crudo	**(1.217)**	2.088	**(187)**	156
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido	**47.389**	47.385	**44.514**	50.080
Petróleo comprado	**—**	—	**3**	28
Volúmenes de Ventas	**47.389**	47.385	**44.517**	50.108
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido - operado	**28.038**	23.014	**23.817**	23.699
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido - no operado	**19.351**	24.371	**20.697**	26.381
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido	**47.389**	47.385	**44.514**	50.080

La producción de petróleo crudo y gas natural para el cuarto trimestre de 2025 promedió 48.606 boe/d. La producción del primer trimestre de 2026, hasta el 28 de febrero de 2026, ha promediado aproximadamente 46.150 boe/d[(1)].

(1) Producción promedio estimada del 1 de enero de 2026 al 28 de febrero de 2026; petróleo crudo ligero y mediano: ~14.805 bbl/d, petróleo crudo pesado: ~30.637 bbl/d, gas natural convencional: ~8.568 mcf/d; redondeado para fines de presentación.

La producción de petróleo crudo y gas natural del cuarto trimestre de 2025 promedió 48.606 boe/d, un aumento de aproximadamente el 7% respecto a la producción del cuarto trimestre de 2024 de 45.297 boe/d y un aumento de aproximadamente el 11% respecto a la producción del tercer trimestre de 2025 de 43.953 boe/d. Consulte el "Resumen de resultados trimestrales" para ver la producción desglosada por tipo de producto para la producción del tercer trimestre de 2025.

El aumento en la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2025 en comparación con el cuarto trimestre de 2024 es principalmente el resultado de la nueva producción añadida de los bloques LLA-74 y LLA-32 en la cuenca de los Llanos del Sur y un aumento en la producción de gas en VIM-1 en la cuenca del Magdalena. Esto fue parcialmente compensado por una disminución en la producción de petróleo del bloque LLA-34 y el bloque Cabrestero en la cuenca de los Llanos del Sur, principalmente como resultado de declives naturales y un nivel reducido de actividad de desarrollo, consistente con un menor gasto de capital. La producción en la cuenca de los Llanos del Norte en el cuarto trimestre de 2025 se vio afectada por el tiempo de inactividad operativa en el bloque Capachos, parcialmente compensado por una mayor producción en Arauca.

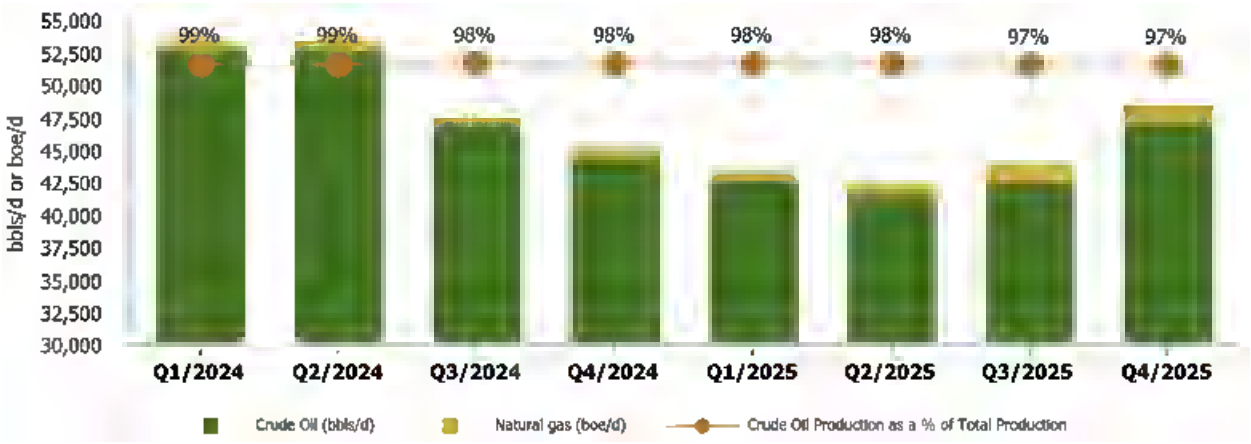
La disminución en la producción de petróleo y gas natural para el año completo 2025 en comparación con el año completo 2024 es principalmente el resultado de declives naturales y un nivel reducido de actividad de desarrollo en el bloque LLA-34 y el bloque Cabrestero en la cuenca de los Llanos del Sur, consistente con un menor gasto de capital. La producción en la cuenca de los Llanos del Norte en 2025 disminuyó en el bloque Arauca. Estas caídas de producción fueron parcialmente compensadas por la producción recién añadida de los bloques LLA-74 y LLA-32 en la cuenca de los Llanos del Sur y un aumento en la producción de gas en el bloque VIM-1 en la cuenca del Magdalena.

El aumento en la producción de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2025 en comparación con el tercer trimestre de 2025 es principalmente el resultado de la nueva producción añadida de los bloques LLA-74 y LLA-32 en la cuenca de los Llanos del Sur.

Las ventas de petróleo y gas natural en el cuarto trimestre de 2025 fueron de 47.389 boe/d en comparación con 47.385 boe/d para el cuarto trimestre de 2024.

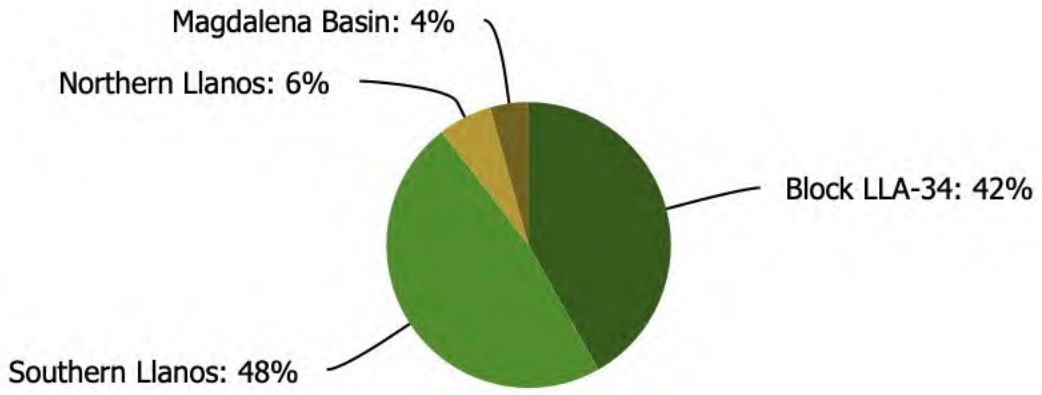
Consulte los "Resultados Consolidados de Operaciones" para ver la producción anual desglosada por tipo de producto.

Producción



Petróleo Crudo (bbls/d) Gas natural (boe/d) Producción de Petróleo Crudo como % de la Producción Total

Producción por Área
(Tres meses terminados el 31 de diciembre de 2025)



Cuenca del Magdalena: 4%
Bloque LLA-34: 42%

Llanos del Sur: 48%
Llanos del Norte: 6%

b) Precios de Referencia y Realizados del Petróleo Crudo

Precio promedio del periodo	**4T 2025**	3T 2025	2T 2025	1T 2025	4T 2024
Brent ($/bbl)	**63,08**	68,17	66,71	74,98	74,01
Diferencial de ubicación (Vasconia) y calidad de Parex ($/bbl)	**(3,03)**	(1,94)	(1,87)	(2,26)	(5,16)
Descuento de ventas en boca de pozo de Parex ($/bbl)	**(3,35)**	(3,91)	(3,77)	(5,67)	(4,84)
Precio de venta de petróleo realizado de Parex ($/bbl)[(2)]	**56,70**	62,32	61,07	67,05	64,01
Precio realizado de Parex (diferencial) respecto al crudo Brent ($/bbl)	**(6,38)**	(5,85)	(5,64)	(7,93)	(10,00)
Gastos de transporte de Parex ($/bbl)[(1)(2)]	**(5,47)**	(4,88)	(4,58)	(4,34)	(3,96)
Diferencial de precio y gastos de transporte de Parex ($/bbl)[(2)]	**(11,85)**	(10,73)	(10,22)	(12,27)	(13,96)

(1) Se aplica solo a las ventas de carga de exportación directa donde Parex incurre directamente en las tarifas de oleoducto. Consulte "Gastos de Transporte".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Durante el cuarto trimestre de 2025, el diferencial entre el precio de referencia Brent y el precio de venta de petróleo realizado por la Compañía fue de $6,38/bbl. El diferencial respecto al crudo Brent durante el cuarto trimestre de 2025 aumentó en $0,53/bbl en comparación con el tercer trimestre de 2025, donde el diferencial fue de $5,85/bbl. En comparación con el cuarto trimestre de 2024, el precio realizado de Parex mejoró de un diferencial de $10,00/bbl a $6,38/bbl, lo cual fue impulsado principalmente por mejores diferenciales de ubicación y calidad, debido a diferenciales de petróleo pesado más estrechos y a una reducción de las ventas en boca de pozo a favor de las ventas de exportación directa.

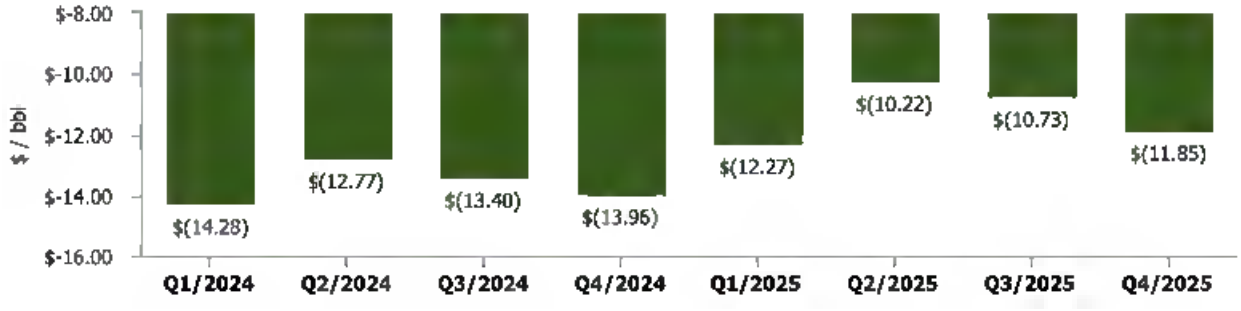
Las diferencias entre el precio realizado de Parex y el precio del crudo Brent están relacionadas principalmente con ajustes de ubicación y calidad, contratos de comercialización de ventas en boca de pozo y el momento de las ventas de petróleo en comparación con los promedios trimestrales. El diferencial de ubicación y calidad respecto al precio del crudo Brent también afecta el precio de venta realizado de Parex y se establece en mercados globales líquidos y, por lo tanto, se atribuye a factores que están fuera del control de la Compañía, lo que hace que sea inherentemente difícil de pronosticar.

El diferencial de precio realizado de Parex respecto al crudo Brent puede fluctuar de un periodo a otro debido a, entre otros factores, el tipo de contrato de venta y el tratamiento contable del petróleo vendido en boca de pozo frente a los contratos de venta de exportación directa.

El diferencial del cuarto trimestre de 2025 de $3,03/bbl fue una mejora respecto al diferencial del cuarto trimestre de 2024 de $5,16/bbl y probablemente fue el resultado de la incertidumbre del mercado con respecto a la disponibilidad de crudo mediano/pesado, específicamente de México y Venezuela, y las tensiones arancelarias que afectan el precio mundial del crudo.

El diferencial de Vasconia respecto al Brent puede fluctuar con las condiciones del mercado petrolero y para el mes de febrero de 2026 fue de aproximadamente $7,50/bbl, habiéndose ampliado significativamente tras la continua volatilidad macroeconómica y las expectativas en torno al suministro incremental de petróleo pesado.

Diferencial de Precio Realizado y Gastos de Transporte de Parex



c) Ventas de Gas Natural y Precios Realizados

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de	Para el año terminado el 31 de diciembre de

	2025	2024	**2025**	2024
Ventas de gas natural (en miles)	**$ 9.371**	$ 3.876	**$30.155**	$ 12.851
Precio de venta realizado ($/Mcf)[(1)]	**11,29**	8,12	**11,68**	7,93

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Las ventas de gas natural de Parex fueron de $9,4 millones y $30,2 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los $3,9 millones y $12,9 millones en los mismos periodos de 2024. El aumento en las ventas de gas natural respecto a los periodos anteriores está relacionado principalmente con el aumento de los volúmenes vendidos de los bloques Capachos y VIM-1 y el aumento en el precio de venta realizado del gas.

d) Ventas de petróleo y gas natural

En 2025, las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron en $274,2 millones o un 21%, como se reconcilia en la tabla a continuación respecto a 2024:

(en miles)

Ventas de petróleo y gas natural, año terminado el 31 de diciembre de 2024	**$ 1.280.029**
Volumen de ventas de petróleo producido, una disminución del 12% (6.007 bbl/d)	**(157.214)**
Volumen de ventas de petróleo comprado, una disminución del 89% (25 bbl/d)	**(642)**
Disminución del precio de venta del 12%	**(133.635)**
Cambio en el volumen de ventas y el precio del gas natural producido	**17.304**
Ventas de petróleo y gas natural, año terminado el 31 de diciembre de 2025	**$ 1.005.842**

Las ventas de petróleo y gas natural disminuyeron año tras año principalmente debido a menores volúmenes de petróleo vendidos y una disminución en los precios mundiales del petróleo.

e) Inventario de petróleo crudo en tránsito

Al 31 de diciembre, (en miles)	**2025**	2024
Petróleo crudo en tránsito	**$ 4.327**	$ 2.017

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tenía 116,9 mbbls (31 de diciembre de 2024 - 48,5 mbbls) de inventario de petróleo crudo en tránsito, el cual fue inyectado en oleoductos colombianos. El inventario se valoró con base en los gastos directos e indirectos (incluyendo los costos de producción, costos de transporte, gastos de agotamiento y gastos de regalías) de aproximadamente $37/bbl ($42/bbl - 2024) incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales.

A continuación se presenta una conciliación de los movimientos trimestrales del inventario de petróleo crudo:

Para los periodos terminados (mbbls)	**31 de diciembre de 2025**	30 de septiembre de 2025	30 de junio de 2025	31 de marzo de 2025
Inventario de petróleo crudo en tránsito - inicio del periodo	**4,9**	5,5	31,3	48,5
Producción de petróleo	**4.333,4**	3.914,7	3.780,6	3.857,1
Ventas de petróleo	**(4.221,4)**	(3.915,3)	(3.806,4)	(3.875,6)
Petróleo comprado	**—**	—	—	1,3
Inventario de petróleo crudo en tránsito (sobregiro) - fin del periodo	**116,9**	4,9	5,5	31,3
% de la producción del periodo	**2,7**	0,1	0,1	0,8

El aumento (y reducción) del inventario de petróleo crudo de un periodo a otro está sujeto a factores que la Compañía no controla, tales como el momento en que se realizan los envíos desde el almacenamiento hasta la exportación. La Compañía espera que el inventario de petróleo crudo en periodos futuros esté en línea con los niveles históricos normales de menos del 5% de la producción del periodo.

f) Petróleo comprado

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024

Gasto de petróleo comprado (en miles)	**$ —**	$ 59	**$ 162**	$ 904

El gasto de petróleo comprado ha disminuido en comparación con los mismos periodos de 2024 como resultado de una disminución en las operaciones de mezcla de petróleo y en las compras de petróleo crudo de socios. La Compañía incurre en costos de transporte para transportar el petróleo comprado a los puntos de entrega de venta.

g) Otros ingresos

Los otros ingresos de la Compañía incluyen ingresos por transporte por oleoducto e ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura.

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Otros ingresos	**$ 2.827**	$ 2.739	**$ 9.826**	$ 8.157

Regalías

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Regalías base[(1)]	$ 19.952	$ 22.883	$ 80.863	$ 106.980
Derechos económicos[(2)]	8.697	18.211	45.889	94.438
Regalías (en miles)	$ 28.649	$ 41.094	$ 126.752	$ 201.418
Por unidad ($/boe)[(3)]	6,57	9,43	7,80	10,99
Porcentaje de ventas[(3)]	12	15	13	16

(1) Las regalías base son regalías de escala móvil basadas en la producción del campo y pagaderas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH"). Consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(2) Los derechos económicos incluyen regalías de participación por precios altos aplicables a la producción que exceda los 5 millones de barriles de petróleo y las regalías de Factor X son una regalía adicional aplicable a la producción de petróleo pesado, ambas pagaderas a la ANH. Consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(3) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El gasto por regalías fue de $28,6 millones y $126,8 millones en los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, respectivamente, en comparación con los $41,1 millones y $201,4 millones para los periodos comparativos de 2024.

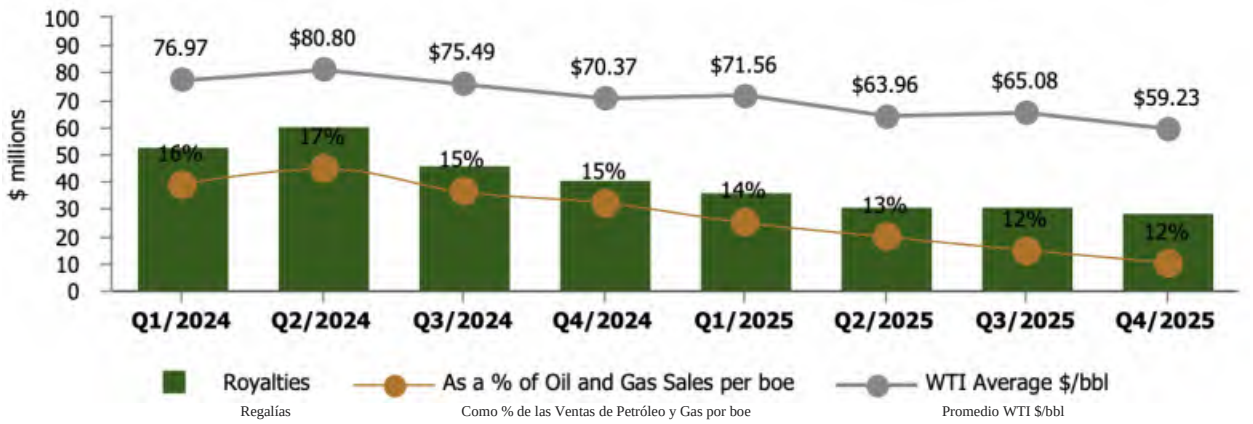
Las regalías como porcentaje de las ventas fueron del 12% y 13% en los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, respectivamente, en comparación con el 15% y 16% para los periodos comparativos de 2024.

La disminución en el gasto por regalías y en las regalías como porcentaje de las ventas en comparación con 2024 se atribuyó principalmente a una menor producción y a una disminución en los precios mundiales del petróleo en 2025. Las regalías disminuyeron en áreas donde son aplicables las regalías de participación por precios altos como resultado de una menor producción y de los precios de referencia WTI.

Los precios de referencia WTI se utilizan en el cálculo de la regalía de participación por precios altos ("HPR"). Efectivamente, un precio realizado del crudo WTI más elevado da como resultado una mayor tasa efectiva de regalías. Los precios de referencia WTI para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fueron de $59,23 y $63,05 en comparación con los $70,37 y $75,90 para los periodos comparativos de 2024 y $65,08 en el tercer trimestre de 2025.

Para obtener más información sobre la HPR, consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca, donde el cálculo se describe como "Regalía de Participación por Precios Altos" en la sección "Condiciones de la Industria - Colombia - Participación por Precios Altos".

Regalías



Gasto de Producción

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Gasto de producción (en miles)	**$ 57.073**	$ 67.708	**$ 225.543**	$ 255.278
Por unidad ($/boe)[1]	**13,09**	15,53	**13,88**	13,93

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

A continuación se presenta un desglose del gasto de producción por boe entre campos operados y no operados:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Gasto de producción operado por unidad ($/boe)[1]	**10,79**	18,93	**13,07**	16,51
Gastos de producción no operados por unidad ($/boe)[1]	**16,42**	12,32	**14,82**	11,64

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Los gastos de producción para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fueron de $13,09/boe y $13,88/boe, en comparación con los $15,53/boe y $13,93/boe para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. Los gastos de producción para el tercer trimestre de 2025 fueron de $15,36/boe.

Los gastos de producción de las propiedades operadas para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fueron de $10,79/boe y $13,07/boe, en comparación con los $18,93/boe y $16,51/boe para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. Los gastos de producción por boe de las propiedades operadas disminuyeron para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con 2024, principalmente debido al aumento de la producción proveniente de actividades de desarrollo, la adquisición complementaria del bloque LLA-32 y la nueva producción del bloque LLA-74, lo que mejoró la absorción de costos fijos. Además, durante 2025 se implementaron iniciativas de eficiencia corporativa para reducir los costos de producción fijos y variables.

Los gastos de producción de las propiedades no operadas para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fueron de $16,42/boe y $14,82/boe, en comparación con los $12,32/boe y $11,64/boe para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. Los gastos de producción por boe de las propiedades no operadas aumentaron para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con 2024, principalmente como resultado de una menor producción que derivó en una reducción de la absorción de costos fijos y en el ajuste único y no recurrente de los costos de producción que refleja la conciliación con los costos reales incurridos hasta la fecha para las actividades no operadas.

La siguiente tabla proporciona una conciliación del aumento en los gastos de producción por boe por componentes principales:

	4T 2025 vs 3T 2025	**4T 2025 vs 4T 2024**	**YTD 2025 vs YTD 2024**
Gastos de producción por boe del periodo comparativo[1]	**$ 15,36**	**$ 15,53**	**$ 13,93**
Generación de energía	**(1,26)**	**(2,39)**	**0,15**

Reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones	**(0,41)**	**(1,16)**	**(0,09)**
Apreciación del peso colombiano ("COP")	**0,57**	**1,86**	**0,07**
Ajuste no recurrente de costos de producción no operados	**(0,89)**	**—**	**0,22**
Absorción de costos fijos	**(0,45)**	**(1,05)**	**(0,31)**
Otros costos variables	**0,17**	**0,30**	**(0,09)**
Gastos de producción por boe del año actual[(1)]	**$ 13,09**	**$ 13,09**	**$ 13,88**

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

La disminución en los gastos de producción para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2025 con respecto al periodo comparativo de 2024 es principalmente el resultado de menores costos de energía eléctrica utilizados para alimentar las operaciones de campo, menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones, y una mejor absorción de los costos fijos debido a las iniciativas de eficiencia corporativa que se implementaron. Además, los mayores niveles de producción permitieron distribuir los costos fijos y variables sobre una mayor producción, reduciendo el costo por boe. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por la apreciación del COP.

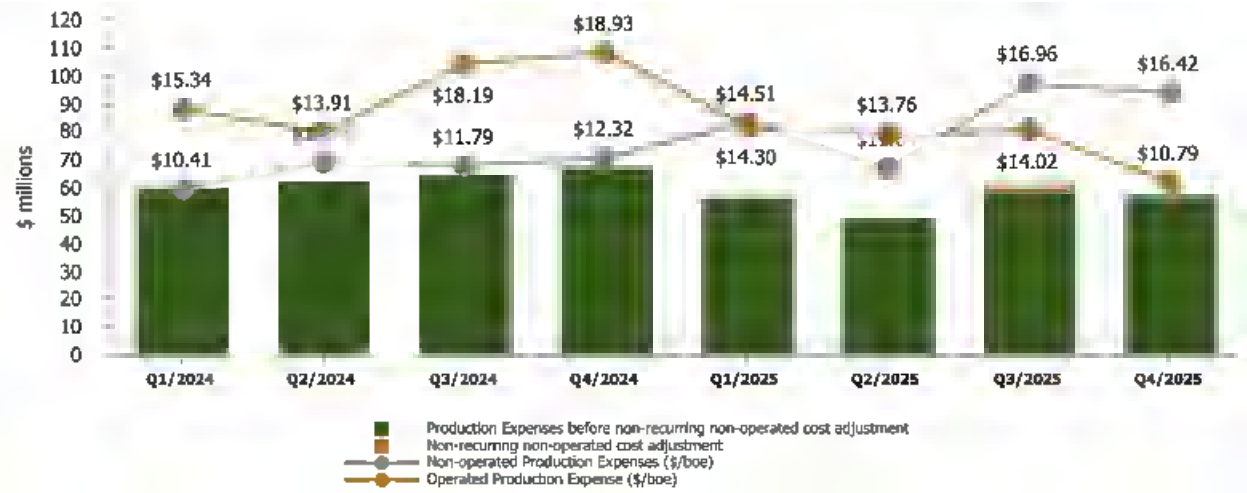
La disminución en los gastos de producción para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 con respecto al periodo comparativo de 2024 es principalmente el resultado de una mejor absorción de los costos fijos debido a las iniciativas de eficiencia corporativa que se implementaron, así como a menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones. Esto fue parcialmente compensado por mayores costos de energía eléctrica utilizados para alimentar las operaciones de campo, el ajuste único y no recurrente de los costos de producción no operados y la apreciación del COP.

En comparación con el tercer trimestre de 2025, los gastos de producción por boe del cuarto trimestre de 2025 han disminuido debido a menores costos de energía eléctrica, menores costos de reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones, una reducción en los costos de producción no operados y una mejor absorción de los costos fijos, parcialmente compensados por la apreciación del COP.

La red eléctrica de Colombia depende en gran medida de la energía hidroeléctrica, lo que expone a la Compañía a fluctuaciones en los precios de la energía debido a cambios en las precipitaciones y los niveles de los embalses de agua, así como a la oferta y demanda de electricidad. Durante 2024, Colombia experimentó una sequía provocada por El Niño que condujo a un aumento en los costos de energía en todo el país. Durante el primer trimestre de 2025, los costos de energía comenzaron a disminuir debido a mayores precipitaciones en el país, lo que reabasteció los embalses utilizados para la generación de energía hidroeléctrica, provocando que los costos de energía disminuyeran sustancialmente durante el resto del año. Actualmente, los costos de energía han disminuido con respecto a los niveles elevados observados a finales de 2024 y están más en línea con las normas históricas.

Se estima que los gastos de producción por boe serán de aproximadamente $13-16/boe durante 2026, según la guía proporcionada el 19 de enero de 2026.

Gasto de Producción



Gastos de producción antes del ajuste de costos no recurrentes no operados
Ajuste de costos no recurrentes no operados
Gastos de producción no operados ($/boe)
Gastos de producción operados ($/boe)

Gastos de transporte

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Gastos de transporte (en miles)	**$ 23.081**	$ 16.877	**$ 76.444**	$ 65.745
Por unidad ($/boe)[(1)]	**5,29**	3,87	**4,70**	3,58

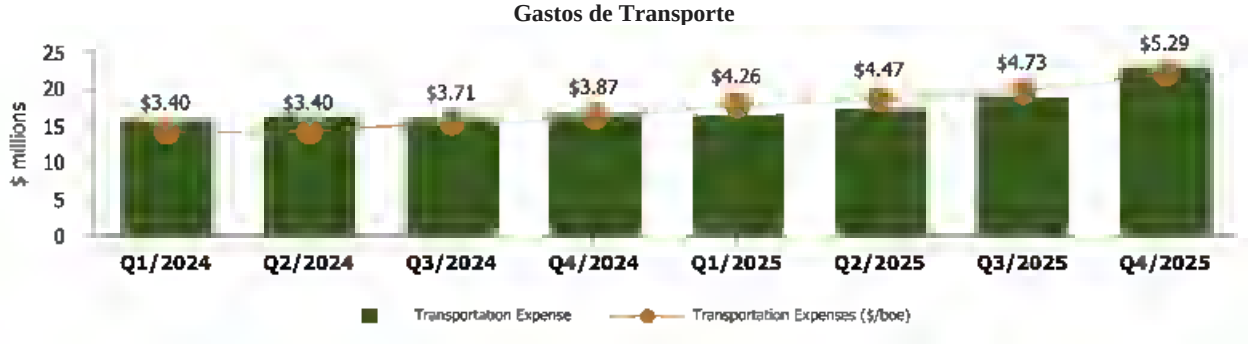
(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Los gastos de transporte incluyen los costos de transporte por camión incurridos para trasladar la producción a varias estaciones de descarga para su venta y, en algunos casos, una tarifa de transporte de petróleo desde el punto de entrega hasta las instalaciones del comprador y tarifas de oleoductos.

Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2025, los gastos de transporte de $5,29/boe aumentaron desde los $4,73/boe del tercer trimestre de 2025 y los $3,87/boe del periodo comparativo de 2024. En lo que va del año, los gastos de transporte fueron de $4,70/boe en comparación con los $3,58/boe en el periodo comparativo de 2024. Los gastos de transporte aumentaron debido a un incremento en los volúmenes de petróleo transportados por camión, mayores volúmenes de gas transportados provenientes de una mayor producción de gas en los bloques Capachos y VIM-1, y la apreciación del peso colombiano. Los mayores volúmenes de petróleo transportados por camión están asociados con la producción adicional de Azogue en el bloque LLA-32 y la nueva producción del bloque LLA-74. Los gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo.

Los gastos de transporte combinados y el diferencial de precio respecto al Brent para el cuarto trimestre de 2025, sobre una base por boe, han disminuido con respecto al cuarto trimestre de 2024 y aumentado con respecto al tercer trimestre de 2025. Véase "Precios de Referencia y Realizados del Petróleo Crudo".

Gastos de Transporte



Gastos de Transporte Gastos de Transporte ($/boe)

Gastos Generales y Administrativos ("G&A")

(en miles)	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
G&A brutos	**$ 23.648**	$ 21.650	**$ 87.779**	$ 81.288
Recuperaciones de G&A	**(1.985)**	(879)	**(5.642)**	(3.796)
G&A capitalizados	**(4.006)**	(2.871)	**(10.811)**	(8.584)
G&A netos	**$ 17.657**	$ 17.900	**$ 71.326**	$ 68.908
Por unidad ($/boe) [(1)]	**3,95**	4,30	**4,37**	3,77

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El G&A neto fue de $17,7 millones y $71,3 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los $17,9 millones y $68,9 millones para los mismos periodos en 2024. El G&A bruto fue de $23,6 millones y $87,8 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 (tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2024: $21,7 millones y $81,3 millones).

Sobre una base por boe, el G&A neto en 2025 aumentó en un 16%, pasando de $3,77 en 2024 a $4,37, principalmente como resultado de una menor producción, lo que derivó en mayores costos por boe.

Los gastos G&A de la Compañía están denominados principalmente en las monedas locales COP y dólares canadienses ("Cdn"), las cuales, al apreciarse o depreciarse, tienen un impacto en los gastos de G&A. Consulte el "Análisis de Sensibilidad a la Tasa de Cambio" para obtener más información.

Gastos Generales y Administrativos Netos



Gastos G&A Netos Gastos G&A Netos ($/boe)

Compensación basada en acciones

(en miles)	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**$ 183**	$ 223	**$ 714**	$ 878
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**9.863**	5.926	**29.802**	584
Total gasto de compensación basada en acciones	**$ 10.046**	$ 6.149	**$ 30.516**	$ 1.462

El gasto de compensación basada en acciones fue de $10,0 millones y $30,5 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los $6,1 millones y $1,5 millones para los mismos periodos en 2024.

El gasto de compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital fue de $0,2 millones y $0,7 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los $0,2 millones y $0,9 millones para los mismos periodos en 2024. La compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital incluye el plan de opciones sobre acciones de la Compañía.

La compensación basada en acciones y liquidada en efectivo se relaciona con los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía e incluye unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU"), unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU" y "CosPSU"), unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño de larga duración ("LDRSU" y "LDPSU"), y unidades de acciones diferidas ("DSU"). El gasto de compensación basada en acciones y liquidada en efectivo para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fue de $9,9 millones y $29,8 millones, en comparación con los $5,9 millones y $0,6 millones para los mismos periodos en 2024. Este aumento en el gasto es atribuible principalmente al aumento en el precio de las acciones de Parex desde las fechas de cierre del periodo. El precio de las acciones de Parex aumentó a Cdn$18,45 al 31 de diciembre de 2025 desde Cdn$14,58 al 31 de diciembre de 2024.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía se acumulan como gasto durante el periodo de consolidación con base en el valor razonable de las unidades, tal como se describe en la nota 21 - Planes de incentivos liquidados en efectivo de los estados financieros consolidados auditados. Al 31 de diciembre de 2025, el pasivo total acumulado por planes de incentivos liquidados en efectivo fue de $37,6 millones (31 de diciembre de 2024: $19,9 millones), de los cuales $15,2 millones (31 de diciembre de 2024: $9,6 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los periodos de consolidación.

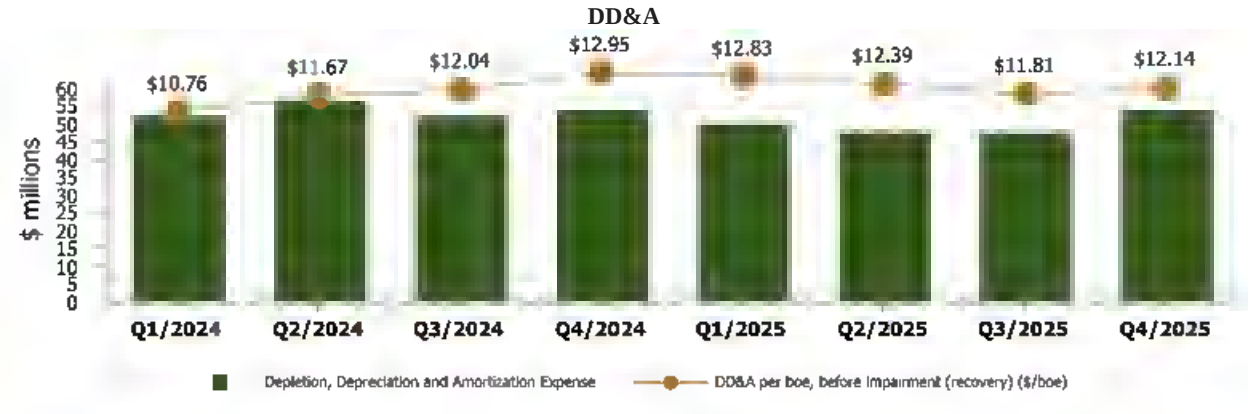
Los pagos en efectivo para liquidar la compensación basada en acciones y liquidada en efectivo en los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 fueron de $0,5 millones y $12,8 millones, en comparación con los $0,3 millones y $20,6 millones para los mismos periodos en 2024.

Gasto de Agotamiento, Depreciación y Amortización ("DD&A")

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Total DD&A (en miles)	**$ 54.270**	$ 53.984	**$ 200.405**	$ 215.770
Por unidad ($/boe)[(1)]	**12,14**	12,95	**12,28**	11,81

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, el DD&A fue de $200,4 millones ($12,28/boe) en comparación con los $215,8 millones ($11,81/boe) del año anterior. El aumento por boe respecto al periodo del año anterior se debe a la incorporación a la base agotable a través de los gastos de capital realizados durante 2025 y la transferencia del bloque LLA-74, compensado parcialmente por una menor producción.



Gastos de Agotamiento, Depreciación y Amortización DD&A por boe, antes de deterioro (recuperación) ($/boe)

Moneda Extranjera

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Ganancia (pérdida) cambiaria	**$ (961)**	$ 2.194	**$ (1.934)**	$ 5.447
Ganancia en contratos de gestión de riesgo cambiario	**(1.128)**	—	**(8.998)**	—
Total (ganancia) pérdida cambiaria	**$ (2.089)**	$ 2.194	**$ (10.932)**	$ 5.447
Tasas de cambio promedio				
USD$/Cdn$	**1,39**	1,40	**1,40**	1,37
USD$/COP	**3.819**	4.347	**4.053**	4.071

La principal exposición de la Compañía al riesgo cambiario se relaciona con la fijación de precios de las divisas denominadas en dólares canadienses (Cdn) y pesos colombianos (COP), ya que la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense ("USD"). La Compañía tiene exposición en Colombia y Canadá a costos tales como gastos de capital, salarios locales, regalías e impuestos sobre la renta, los cuales pueden estar denominados en moneda local. Los principales factores determinantes de las ganancias y pérdidas cambiarias registradas en los estados consolidados de resultados integrales son el impuesto sobre la renta por pagar, las retenciones de impuestos por cobrar, las cuentas por pagar y las cuentas por cobrar, todos ellos denominados en COP. El momento de la liquidación de pagos, los devengos y sus ajustes tienen impactos en las ganancias/pérdidas cambiarias.

Para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, se registró una ganancia cambiaria total de $2,1 millones y $10,9 millones, en comparación con una pérdida de $2,2 millones y $5,4 millones en los periodos respectivos del año anterior.

Para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025, la Compañía también registró una ganancia realizada de $4,6 millones y $9,0 millones en un collar COP/USD que se liquidó con beneficio y que se incluye en la ganancia (pérdida) cambiaria total en el estado consolidado de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

Las ganancias y pérdidas cambiarias no realizadas pueden revertirse en el futuro como resultado de las fluctuaciones en las tasas de cambio y se registran en los estados consolidados de resultados integrales de la Compañía.

La Compañía revisa su exposición a las variaciones de moneda extranjera de forma continua y mantiene depósitos en efectivo denominados principalmente en USD y COP en Canadá, Suiza y Colombia.

Análisis de Sensibilidad a la Tasa de Cambio

		$/boe Impacto del cambio en la tasa de cambio de moneda local/$USD	
Componente de costo	**Porcentaje estimado del costo denominado en moneda local**	**Apreciación del 10% de la moneda local**	**Depreciación del 10% de la moneda local**
Gasto de producción	90%	$ 1,18	$ (1,18)
Gastos de transporte	50%	$ 0,26	$ (0,26)
Gastos G&A	100%	$ 0,40	$ (0,40)

La tabla anterior muestra el impacto estimado por boe de un cambio en las monedas locales de Parex y el efecto en los componentes clave de costos de Parex. El impacto del componente en términos de $/boe utiliza los costos por boe del cuarto trimestre de 2025. Este análisis ignora todos los demás factores que afectan la estructura de costos, incluyendo, entre otros, eficiencias, estrategias de reducción de costos e inflación de costos.

Al 31 de diciembre de 2025, sin cambios en otras variables, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del Cdn y el COP frente al USD habría disminuido (aumentado) la ganancia neta en aproximadamente $8,7 millones.

Otros gastos

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Otros impuestos colombianos	**$ 2.752**	$ 355	**$ 8.850**	$ 1.611
Crédito fiscal colombiano adquirido	**—**	—	**8.097**	—
Provisiones legales	**8.625**	—	**8.625**	—
Pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento	**(392)**	1.127	**147**	1.593
Pérdida por enajenación de activos tangibles	**419**	649	**500**	1.987
Otros	**381**	77	**2.981**	1.036
Total otros gastos	**$ 11.785**	$ 2.208	**$ 29.200**	$ 6.227

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Otros gastos no monetarios	**$ 8.652**	$ 1.776	**$ 9.272**	$ 3.580
Otros gastos monetarios	**3.133**	432	**19.928**	2.647
Total otros gastos	**$ 11.785**	$ 2.208	**$ 29.200**	$ 6.227

Otros gastos se compone principalmente de otros impuestos colombianos, incluyendo el recargo del 1% sobre la venta o exportación de petróleo crudo vigente para 2025, provisiones legales, crédito fiscal colombiano adquirido para reducir el gasto por impuesto a las ganancias, pérdida (ganancia) en la liquidación de pasivos por desmantelamiento y pérdida (ganancia) en la liquidación de activos tangibles. Los componentes no monetarios de otros gastos incluyen las provisiones legales, la pérdida (ganancia) en la liquidación de pasivos por desmantelamiento y la pérdida (ganancia) en la liquidación de activos tangibles.

Se han reconocido provisiones legales con respecto a multas y sanciones estimadas que surgen principalmente de disputas regulatorias ambientales. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la legislación pertinente y la probabilidad de los resultados de la ejecución. Se espera que el momento de las salidas de efectivo sea dentro de 10 años. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

Gastos Financieros Netos

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Cargos bancarios y comisiones por facilidades de crédito	**$ 911**	$ 1.124	**$ 4.748**	$ 3.673

Intereses sobre deuda bancaria	**1.100**	700	**2.765**	4.174
Actualización de pasivos por desmantelamiento y ambientales	**2.473**	1.848	**9.122**	9.206
Intereses y otros ingresos	**(1.154)**	(998)	**(4.369)**	(4.315)
Gastos por deudas incobrables	**—**	—	**3.442**	—
Provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas	**87**	163	**(53)**	67
Gastos por intereses de pasivos por arrendamiento	**224**	46	**365**	189
Otros	**281**	437	**1.013**	1.099
Gastos financieros netos	**$ 3.922**	$ 3.320	**$ 17.033**	$ 14.093

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024	**2025**	2024
Gastos financieros no monetarios	**$ 2.560**	$ 2.012	**$ 12.511**	$ 9.273
Gastos financieros monetarios	**1.362**	1.308	**4.522**	4.820
Gastos financieros netos	**$ 3.922**	$ 3.320	**$ 17.033**	$ 14.093

Los cargos bancarios y las comisiones de la facilidad de crédito se relacionan con los impuestos bancarios pagados en Colombia y las comisiones de disponibilidad relacionadas con la facilidad de crédito de la Compañía. Los componentes no monetarios de los gastos financieros netos incluyen la actualización de pasivos por desmantelamiento y ambientales, los gastos por deudas incobrables y la provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas.

Gestión de Riesgos

La gestión de la variabilidad del flujo de efectivo es un componente integral de la estrategia comercial de Parex. Las condiciones comerciales cambiantes se monitorean regularmente y, cuando son materiales, se revisan con la junta directiva ("la Junta" o "Junta Directiva") para establecer pautas de gestión de riesgos que utilizará la gerencia. La exposición al riesgo inherente a los movimientos en el precio del petróleo crudo, las fluctuaciones en la tasa de cambio USD/COP y los movimientos de las tasas de interés son revisados proactivamente por Parex y, según se considere apropiado, pueden gestionarse mediante el uso de derivados, principalmente con instituciones financieras que son miembros de la facilidad de crédito bancaria sindicada de Parex. La Compañía considera que estos contratos de derivados son un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de efectivo.

Parex ha optado por no aplicar las reglas de "contabilidad de cobertura" prescritas por las NIIF y, en consecuencia, de conformidad con las NIIF, el valor razonable de los contratos financieros se registra al final de cada periodo. El valor razonable puede cambiar sustancialmente de un periodo a otro dependiendo de los precios de la curva a plazo de las materias primas y de divisas para los contratos financieros pendientes a la fecha del balance general. El cambio en el valor razonable de un cierre de periodo a otro se refleja en las ganancias de ese periodo. Como resultado, las ganancias pueden fluctuar considerablemente según los precios de la curva a plazo de las materias primas y de divisas al cierre del periodo, con respecto a cualquier contrato de derivados de materias primas o de divisas pendiente.

a) Contratos de Gestión de Riesgos – Petróleo Brent

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de precio de materias primas vigentes.

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión de riesgo de precio de materias primas celebrados con posterioridad al 31 de diciembre de 2025:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Volumen bbls/d**	**Precio de ejercicio (Call)**	**Precio de ejercicio (Put)**	**Precio de ejercicio (Put inferior)**	**Prima**
1 de enero de 2026 al 31 de enero de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$55,00	$0,65
Del 1 de abril de 2026 al 30 de abril de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—
Del 1 de mayo de 2026 al 31 de mayo de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—
Del 1 de junio de 2026 al 30 de junio de 2026	ICE Brent	12.000	$70,00	$60,00	$53,00	$—

La siguiente tabla resume la pérdida (ganancia) en los contratos de gestión de riesgo de materias primas que estaban vigentes durante los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**$ (2.019)**	$ —	**$ (5.356)**	$ —
Primas pagadas en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**1.212**	—	**7.935**	—
(Ganancia) pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**172**	1.160	**(1.160)**	1.160
Total	**$ (635)**	$ 1.160	**$ 1.419**	$ 1.160

b) Contratos de Gestión de Riesgo – Riesgo Cambiario

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario, ya que varias porciones de sus saldos de efectivo se mantienen en COP y Cdn, mientras que se espera que sus gastos de capital comprometidos estén denominados principalmente en USD.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo cambiario vigentes.

A continuación se presenta un resumen de los contratos de gestión de riesgo cambiario celebrados con posterioridad al 31 de diciembre de 2025:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Tipo de Opción de Moneda**	**Monto USD**	**Precio de ejercicio (COP)**	**Compensación máxima**
Del 16 de enero de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar con compensación limitada	$99.000.000	3.700-4.200	800

La siguiente tabla resume la ganancia en los contratos de gestión de riesgo cambiario que estaban vigentes durante los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**$ 3.452**	$ —	**$ —**	$ —
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**(4.580)**	—	**(8.998)**	—
Total	**$ (1.128)**	$ —	**$ (8.998)**	$ —

Valores negociables

	31 de diciembre de 2025	31 de diciembre de 2024
Valores negociables	**$ 45.090**	$ —

En 2025, la Compañía adquirió 6,084,986 acciones ordinarias (las "Acciones de GeoPark") de GeoPark Ltd (NYSE: GPRK), que representan aproximadamente el 11,8% de participación, por una contraprestación total de $40,5 millones ($6,65 por acción). El valor razonable de las Acciones de GeoPark al 31 de diciembre de 2025 fue de $45,1 millones, lo que resultó en una ganancia no realizada de $4,6 millones, la cual se registra en el estado consolidado de resultados integrales.

Parex está expuesta al riesgo de mercado asociado con sus valores negociables, incluidas las Acciones de GeoPark, impulsado principalmente por cambios en el precio de mercado y la liquidez de los valores. El precio de mercado de las Acciones de GeoPark puede ser volátil y podría verse afectado negativamente por las condiciones generales del mercado, el desempeño y las divulgaciones de la entidad participada, los precios de las materias primas de petróleo y gas, las tasas de interés y de cambio de

divisas, los desarrollos geopolíticos en las áreas de operación de la entidad participada y otros factores fuera del control de la Compañía.

Total Pasivos Financieros No Corrientes

La siguiente tabla resume el total de pasivos financieros no corrientes para los tres años financieros completados más recientemente:

	2025	2024	2023
Deuda bancaria	**$ 33.000**	$ 60.000	$ 90.000
Pasivo por arrendamiento	**7.814**	4.622	5.736
Pasivos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**15.228**	9.553	16.284
Otros pasivos a largo plazo	**7.143**	—	—
Total	**$ 63.185**	$ 74.175	$ 112.020

Impuesto sobre la Renta

Los componentes del gasto (recuperación) por impuestos para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fueron los siguientes:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	**$ 1.235**	$ (5.629)	**$ 33.502**	$ 90.389
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**(41.313)**	4.749	**(53.779)**	158.203
Total gasto (recuperación) por impuesto	**$ (40.078)**	$ (880)	**$ (20.277)**	$ 248.592
Tasa impositiva corriente efectiva sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos[(1)]	**1%**	(4)%	**7%**	13%

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El impuesto corriente en el cuarto trimestre de 2025 fue un gasto de $1,2 millones en comparación con una recuperación de $5,6 millones en el periodo comparativo de tres meses. Para el año completo 2025, la Compañía registró $33,5 millones de gasto de impuestos corrientes en comparación con los $90,4 millones en 2024.

La disminución significativa en el gasto de impuestos corrientes respecto a los periodos comparativos de 2024 es el resultado de menores flujos de efectivo operativos antes de impuestos, junto con ciertas estrategias fiscales que se han implementado en los últimos años.

Para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2025, el impuesto diferido fue una recuperación de $41,3 millones y $53,8 millones, en comparación con un gasto de $4,7 millones y $158,2 millones para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2024. El aumento en la recuperación de impuestos diferidos respecto a los periodos comparativos de 2024 es principalmente resultado de la apreciación del peso colombiano y la reversión de las diferencias temporales creadas entre la base contable y la base fiscal en Colombia.

Guía de Impuestos Corrientes de 2026

La siguiente tabla refleja la tasa impositiva corriente efectiva esperada sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos en 2026:

Supuesto de precio del Brent	**$60/bbl**	**$65/bbl**	**$70/bbl**	**$75/bbl**
Tasa impositiva corriente efectiva sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos[(1)]	1-3%	4%	5-7%	8-11%

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El cálculo del impuesto sobre la renta corriente y diferido en Colombia se basa en una serie de variables que pueden causar oscilaciones en el impuesto sobre la renta corriente y diferido. Estas variables incluyen, entre otras, las reservas productoras de fin de año utilizadas en el cálculo del agotamiento para fines fiscales, el momento y la cantidad de amortizaciones de pozos secos permitidas para fines fiscales colombianos y las fluctuaciones monetarias.

Gastos de capital

Para el año terminado el 31 de diciembre de	Colombia		Canadá		Total	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 9.937**	$ 2.619	**$ —**	$ —	**$ 9.937**	$ 2.619
Geológico y geofísico	**10.101**	9.950	**—**	—	**10.101**	9.950
Perforación y terminación	**248.507**	263.629	**—**	—	**248.507**	263.629
Equipos e instalaciones de pozos	**38.618**	67.239	**—**	—	**38.618**	67.239
Otros	**1.822**	438	**1.340**	3.820	**3.162**	4.258
Total gastos de capital[(1)]	**$ 308.985**	$ 343.875	**$ 1.340**	$ 3.820	**$ 310.325**	$ 347.695

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Para el año terminado el 31 de diciembre de	Colombia		Canadá		Total	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	**2025**	2024
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 4.791**	$ 941	**$ —**	$ —	**$ 4.791**	$ 941
Geológico y geofísico	**1.100**	6.819	**—**	—	**1.100**	6.819
Perforación y terminación	**62.581**	53.056	**—**	—	**62.581**	53.056
Equipos e instalaciones de pozos	**14.212**	17.502	**—**	—	**14.212**	17.502
Otros	**1.135**	438	**801**	3.354	**1.936**	3.792
Total gastos de capital[(1)]	**$ 83.819**	$ 78.756	**$ 801**	$ 3.354	**$ 84.620**	$ 82.110

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

A continuación se presenta información adicional relacionada con los gastos de capital en el periodo por área operativa clave:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Bloque LLA-34	**$ 10.598**	$ 15.447	**$ 48.201**	$ 87.821
Llanos del Sur	**33.176**	37.990	**190.241**	120.434
Llanos del Norte	**11.148**	22.863	**32.297**	119.685
Cuenca del Putumayo	**14.842**	—	**18.075**	—
Cuenca del Magdalena	**12.919**	2.456	**18.348**	15.935
Canadá y Colombia – Corporativo	**1.937**	3.354	**3.163**	3.820
Total gastos de capital[(1)]	**$ 84.620**	$ 82.110	**$ 310.325**	$ 347.695

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital por $310,3 millones, de los cuales el 92% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la Compañía incurrió en gastos de capital por $347,7 millones, de los cuales el 95% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia.

Durante el cuarto trimestre de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital de $84,6 millones, de los cuales el 91% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia. Durante el cuarto trimestre de 2024, la Compañía incurrió en gastos de capital de $82,1 millones, de los cuales el 86% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozo e instalaciones en Colombia.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, los gastos de capital de la Compañía de $310,3 millones fueron autofinanciados con el flujo de fondos generado por las operaciones de $455,0 millones.

Adquisición de propiedades

El 14 de marzo de 2025, Parex, a través de una subsidiaria extranjera, adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32 (la "Adquisición LLA-32"), lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones.

El estado consolidado de resultados integrales incluye los resultados de operación de la Adquisición LLA-32 desde la fecha de cierre del 14 de marzo de 2025. No hubo costos de transacción asociados con la Adquisición LLA-32.

Esta transacción se ha contabilizado utilizando el método de adquisición, mediante el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a valores razonables. Como se determinó que el valor razonable de los activos identificables era igual al precio de compra, no se generó goodwill en la transacción. La siguiente tabla resume los activos reconocibles adquiridos y la contraprestación pagada conforme a la adquisición:

Activos adquiridos y pasivos asumidos

Propiedad, planta y equipo	$ 16.788
Pasivos por desmantelamiento	(820)
	$ 15.968
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra	$ 19.000
Ajustes al precio de compra	(3.032)
Contraprestación neta	$ 15.968
Efectivo pagado	$ 14.970
Ajustes del capital de trabajo	998
Total contraprestación pagada	**$ 15.968**

No se incluyó capital de trabajo en los activos adquiridos.

Los resultados pro forma para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 se muestran a continuación, como si la Adquisición LLA-32 hubiera ocurrido el 1 de enero de 2025. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 1.009.605
Ingresos netos menos costos directos	$ 580.120

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 incluye $32,6 millones en ventas de petróleo atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32. Los ingresos menos los costos directos para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32 son de $22,0 millones. El resultado neto para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 atribuible a los activos adquiridos desde la Adquisición del bloque LLA-32 se considera inviable de calcular.

Inventario a largo plazo

La Compañía cuenta con un inventario de materiales y equipos de largo tiempo de entrega, tales como revestimientos para perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes. Debido a que, en ocasiones, existe una fuerte demanda de materiales y equipos utilizados en las operaciones de petróleo y gas, la Compañía asegura periódicamente materiales y equipos antes de sus próximos programas de capital. La Compañía tiene previsto utilizar este inventario de largo tiempo de entrega en los próximos años.

Durante 2025, la Compañía completó una revisión por deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior a su monto recuperable, y se registró un deterioro de $6,5 millones (tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2024: $10,0 millones) en los estados consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2023	**$ 204.701**
Adiciones	55.990
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(40.028)
Transferencia a costos de producción	(5.269)
Venta de inventario	(5.920)
Deterioro	(10.000)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 199.474**
Adiciones	10.441
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(25.045)
Transferencia a costos de producción	(1.787)
Venta de inventario	(1.187)
Deterioro	(6.470)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 175.426**

La siguiente tabla representa los gastos de inventario a largo plazo para los tres meses y años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Adiciones	**$ 863**	8.189	**$ 10.441**	$ 55.990
Transferencias a activos de D&P y E&E	**(8.263)**	(6.941)	**(25.045)**	(40.028)
Transferencia a costos de producción	**211**	(1.642)	**(1.787)**	(5.269)
Venta de inventario	**(489)**	(2.175)	**(1.187)**	(5.920)
Total gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**$ (7.678)**	$ (2.569)	**$ (17.578)**	$ 4.773

Cargos por Deterioro no Monetarios

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de	
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024
Deterioro de activos de E&E	**$ 11.140**	$ 49.424	**$ 11.140**	$ 54.085
Deterioro de activos de PP&E	**—**	78.417	**—**	78.417
Deterioro de inventario a largo plazo	**6.470**	10.000	**6.470**	10.000
Total de cargos por deterioro no monetarios antes de recuperaciones de impuestos diferidos	**$ 17.610**	$ 137.841	**$ 17.610**	$ 142.502

Deterioros de 2025

Durante 2025, la Compañía completó las revisiones por deterioro de sus activos de E&E. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de E&E no sería recuperable, principalmente en relación con el bloque LLA-94, debido a costos asociados a pozos de exploración que arrojaron resultados no económicos y tras haberse renunciado a dicho bloque. Se determinó que el deterioro fue de $11,1 millones, lo cual se registra en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025.

Los valores en libros de los activos de PP&E de la Compañía se revisan en cada fecha de presentación para determinar si existe algún indicio de deterioro. Al 31 de diciembre de 2025, no se observaron indicadores de deterioro de propiedad, planta y equipo, ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados anteriormente.

Durante 2025, la Compañía completó las revisiones por deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior a su monto recuperable y se registró un deterioro de $6,5 millones en los estados consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2025.

Deterioros de 2024

Durante 2024, la Compañía completó las revisiones por deterioro de sus activos de E&E. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de exploración y evaluación no sería recuperable, principalmente en relación con el bloque LLA-122, debido a costos asociados a un pozo de exploración que arrojó resultados técnicamente inviables con una tolerancia al riesgo aceptable. La revisión por deterioro comparó el valor en libros de los activos con el valor razonable menos los costos de enajenación para determinar el monto recuperable, el cual se determinó en $0 para los activos del bloque LLA-122. Se determinó que el deterioro fue de $49,4 millones y $54,1 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, lo cual se registró en los estados consolidados de resultados integrales para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

Los valores en libros de los activos de PP&E de la Compañía se revisan en cada fecha de presentación para determinar si existe algún indicio de deterioro. Una revisión de la estimación de las reservas totales probadas y probables en la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna, ambas en la Cuenca del Magdalena, para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, evidenció una disminución en comparación con la estimación del año anterior. La gerencia consideró esto como un indicador de deterioro y llevó a cabo una revisión por deterioro de estas UGE.

La Compañía determinó que el valor en libros de la UGE de Aguas Blancas y la UGE de Boranda/Fortuna excedía sus montos recuperables, por lo que se registró un deterioro de $78,4 millones en los estados consolidados de resultados integrales para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. No existen activos de E&E asociados con estas UGE.

Al 31 de diciembre de 2024, el monto recuperable de la UGE de Aguas Blancas se estimó en $20,9 millones, y el monto recuperable de la UGE de Boranda/Fortuna se estimó en $3,5 millones. Un cambio del 1% en la tasa de descuento asumida o una variación del 5% en las estimaciones de precios a futuro a lo largo de la vida de las reservas tendría un impacto no material en el deterioro. El valor razonable determinado fue consistente con la estimación de reservas de los evaluadores de reservas calificados e independientes de la Compañía al 31 de diciembre de 2024. El monto recuperable se determinó utilizando el valor razonable estimado menos los costos de enajenación.

Los flujos de efectivo futuros se descontaron utilizando una tasa después de impuestos del 14%, con los siguientes precios utilizados por el evaluador de reservas independiente de Parex al 31 de diciembre de 2024:

	2025	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**En lo sucesivo**
Brent ($US/bbl)	75,25	77,50	80,08	82,69	84,34	Aumento del 2% anual
WTI ($US/bbl)	71,25	73,50	76,00	78,53	80,10	Aumento del 2% anual

Para todas las demás UGE, al 31 de diciembre de 2024, no se observaron indicadores de deterioro de propiedad, planta y equipo, ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados anteriormente.

Durante 2024, la Compañía completó las revisiones por deterioro de su inventario a largo plazo. Se determinó que el valor en libros de ciertos activos de inventario a largo plazo era inferior al monto recuperable y se registró un deterioro de $10,0 millones en los estados consolidados de resultados integrales para el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de 2024.

Para obtener más información sobre los cargos por deterioro para los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, consulte la nota 8 - Activos de Exploración y Evaluación, la nota 9 - Propiedad, Planta y Equipo y la nota 10 - Inventario a Largo Plazo en los estados financieros consolidados auditados.

Prueba de deterioro del Goodwill

La Compañía realizó su prueba anual de deterioro del Goodwill en la fecha del balance general de acuerdo con su política descrita en la nota 3 - Resumen de Principales Políticas Contables de los estados financieros consolidados auditados. La Compañía ha asignado el Goodwill al segmento operativo de Colombia. El valor razonable estimado menos los costos de enajenación del segmento operativo de Colombia excedió el valor en libros. Como resultado, no se registró ningún deterioro del Goodwill. Para obtener información adicional, consulte la nota 14 - Goodwill en los estados financieros consolidados auditados.

Resumen de Resultados Trimestrales (no auditado)

Tres meses terminados (en miles) (excepto los montos por acción)	**31 de diciembre de 2025**	30 de septiembre de 2025	30 de junio de 2025	31 de marzo de 2025
Producción diaria promedio				
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	**14.835**	10.525	10.498	10.650
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**32.267**	32.026	31.047	32.207
Petróleo crudo (bbl/d)	**47.102**	42.551	41.545	42.857
Gas natural convencional (mcf/d)	**9.024**	8.412	5.982	4.806
Total (boe/d)	**48.606**	43.953	42.542	43.658
Precio de venta realizado - petróleo ($/bbl)[6]	**56,70**	62,32	61,07	67,05
Financiero (en miles, excepto los montos por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 248.713**	$ 252.424	$ 239.070	$ 265.635
Flujo de fondos generado por las operaciones[5]	**$ 122.922**	$ 105.298	$ 104.821	$ 121.944
Por acción – básica[2][4]	**1,28**	1,09	1,08	1,24
Por acción – diluida[2][4]	**1,28**	1,09	1,08	1,24
Resultado neto	**$ 74.865**	$ 50.476	$ 49.113	$ 80.629
Por acción – básica[4]	**0,78**	0,52	0,50	0,82
Por acción – diluida[4]	**0,78**	0,52	0,50	0,82
Dividendos pagados	**26.853**	26.892	27.561	26.365
Por acción – Cdn$[4][6]	**0,385**	0,385	0,385	0,385
Gastos de Capital[1]	**$ 84.620**	$ 79.961	$ 88.690	$ 57.054
Gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**$ (7.678)**	$ (1.585)	$ (3.667)	$ (4.648)
Total activos (al final del periodo)	**$ 2.341.092**	$ 2.260.531	$ 2.223.178	$ 2.197.955
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	**95.974**	96.564	97.184	97.814
Excedente (déficit) de capital de trabajo (fin del periodo)[3][5]	**$ 28.027**	$ (3.167)	$ 20.048	$ 69.040

Tres meses terminados (en miles) (excepto los montos por acción)	31 de dic. de 2024	30 de sept. de 2024	30 de jun. de 2024	31 de mar. de 2024
Producción diaria promedio				
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	9.550	9.064	9.541	7.237
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	34.882	37.777	43.229	45.543
Petróleo crudo (bbl/d)	44.432	46.841	52.770	52.780
Gas natural convencional (mcf/d)	5.190	4.368	4.788	3.348
Total (boe/d)	45.297	47.569	53.568	53.338
Precio de venta realizado - petróleo ($/bbl)[6]	64,01	69,07	75,69	71,02
Financiero (en miles, excepto los montos por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	$ 277.824	$ 302.033	$ 364.874	$ 335.298
Flujo de fondos generado por las operaciones[5]	$ 141.201	$ 151.773	$ 180.952	$ 148.307
Por acción – básica[2][4]	1,43	1,50	1,77	1,43
Por acción – diluida[2][4]	1,43	1,50	1,77	1,43
Ganancia (pérdida) neta	$ (69.051)	$ 65.793	$ 3.845	$ 60.093
Por acción – básica[4]	(0,70)	0,65	0,04	0,58
Por acción – diluida[4]	(0,70)	0,65	0,04	0,58
Dividendos pagados	26.658	28.467	28.528	28.531
Por acción – Cdn$[4][6]	0,385	0,385	0,385	0,375
Gastos de Capital[1]	$ 82.110	$ 82.367	$ 97.797	$ 85.421
Gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	$ (2.569)	$ (6.318)	$ 9.817	$ 3.843
Total activos (al final del periodo)	$ 2.155.062	$ 2.290.683	$ 2.324.483	$ 2.355.512
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	98.339	100.031	101.616	102.914
Excedente de capital de trabajo (al final del periodo)(3)(5)	$ 59.397	$ 37.509	$ 34.156	$ 55.901

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) El capital de trabajo no incluye el monto no dispuesto disponible en la facilidad de crédito.
(4) Los montos por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(5) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Factores que causaron variaciones trimestre a trimestre

Las tendencias en el resultado neto, las ventas de petróleo y gas natural y el flujo de fondos generado por las operaciones están asociadas principalmente a las fluctuaciones en las ventas de materias primas provenientes de la producción, las cuales reflejan cambios en los niveles de producción y en los precios de las materias primas, además de las fluctuaciones en la moneda extranjera (consulte la sección "Divisas"). El resultado neto también se ve afectado por cambios en el deterioro no monetario de propiedad,

planta y equipo, activos de exploración y evaluación e inventarios a largo plazo. Los cambios en los impuestos sobre la renta, como se analiza en la sección "Impuesto sobre la renta", también afectan el resultado neto en lo que respecta a los impuestos corrientes y diferidos, mientras que el flujo de fondos generado por las operaciones se ve afectado por los impuestos sobre la renta corrientes. Las tendencias del capital de trabajo están asociadas principalmente a las fluctuaciones en el flujo de fondos generado por las operaciones, los gastos de capital y de inventario a largo plazo de acuerdo con las actividades de la Compañía, el endeudamiento o pago de deuda bancaria, el momento de la liquidación de cuentas por cobrar y por pagar e impuestos sobre la renta, y el costo asociado con las recompras de acciones y los pagos de dividendos.

Consulte "Resultados Financieros y Operativos" para obtener análisis detallados sobre las variaciones durante los trimestres comparativos y los MD&A anuales e intermedios emitidos anteriormente por Parex para obtener más información sobre los cambios en trimestres anteriores.

Resultados del Cuarto Trimestre

Estados Consolidados de Resultados Integrales para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

(en miles) Para el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre,	**2025**	2024
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 248.713**	$ 277.824
Regalías	**(28.649)**	(41.094)
Ingresos netos	**220.064**	236.730
Otros ingresos	**2.827**	2.739
Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**635**	(1.160)
Ingresos	**223.526**	238.309
Gastos		
Producción	**57.073**	67.708
Transporte	**23.081**	16.877
Petróleo comprado	**—**	59
Gastos generales y administrativos	**17.657**	17.900
Deterioro de activos de propiedad, planta y equipo	**—**	78.417
Deterioro de activos de exploración y evaluación	**11.140**	49.424
Deterioro de inventario a largo plazo	**6.470**	10.000
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**183**	223
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**9.863**	5.926
Agotamiento, depreciación y amortización	**54.270**	53.984
Otros gastos	**11.785**	2.208
Ganancia (pérdida) cambiaria	**(2.089)**	2.194
Ganancia no realizada en valores negociables	**(4.616)**	—
	184.817	304.920
(Ingresos) financieros	**(1.154)**	(998)
Gasto financiero	**5.076**	4.318
Gastos financieros netos	**3.922**	3.320
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	**34.787**	(69.931)
Impuesto sobre la renta (recuperación)		
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	**1.235**	(5.629)
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**(41.313)**	4.749
	(40.078)	(880)
Resultado neto y resultado integral del periodo	**$ 74.865**	$ (69.051)

Liquidez y Recursos de Capital

La Compañía mantiene su compromiso de ofrecer rendimientos a los accionistas, al tiempo que invierte en sus activos para proporcionar un rendimiento total al accionista. Por lo general, la Compañía depende del flujo de fondos generado por las operaciones y de su facilidad de crédito para satisfacer los requisitos de capital, los pagos de dividendos, las recompras de acciones y mantener la liquidez. Tras evaluar su liquidez actual, su posición de capital de trabajo, las necesidades proyectadas de capital de trabajo, los resultados operativos y las previsiones financieras, la Compañía anticipa que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, sus facilidades de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para respaldar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo. Si bien la Compañía considera que esta perspectiva es razonable, el efectivo y los equivalentes de efectivo disponibles están sujetos a variaciones y riesgos asociados con las operaciones ordinarias, y no puede garantizar que se cumplirá total o parcialmente su objetivo de liquidez, que se generarán suficientes fondos internos o que habrá financiación externa disponible si fuera necesario.

La Compañía puede ajustar su estructura de capital mediante la emisión de nuevas acciones o deuda y realizando ajustes a sus programas de gastos de capital, recompra de acciones y dividendos en la medida en que los gastos de capital no estén comprometidos. La Compañía considera que su estructura de capital incluye actualmente el patrimonio neto, la facilidad de crédito y su capital de trabajo. Al 31 de diciembre de 2025, el patrimonio neto era de $1.952,9 millones (31 de diciembre de 2024 - $1.831,3 millones).

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tenía un excedente de capital de trabajo[(1)] de $28,0 millones en comparación con un excedente de capital de trabajo(1) de $59,4 millones al 31 de diciembre de 2024.

Al 31 de diciembre de 2025, Parex mantenía $58,3 millones de efectivo no restringido en comparación con los $98,0 millones al 31 de diciembre de 2024 y $69,8 millones al 30 de septiembre de 2025. Los saldos de efectivo de la Compañía residen principalmente en cuentas corrientes con instituciones financieras autorizadas, la mayoría de las cuales se mantienen en cuentas en Canadá, Suiza y Colombia en USD.

La facilidad de crédito garantizada senior de Parex es con un sindicato de tres bancos canadienses y tiene una base de endeudamiento actual de $240,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo servir como un medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 31 de diciembre de 2025, se habían dispuesto $33,0 millones (31 de diciembre de 2024 - $60,0 millones) de la facilidad de crédito. La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia y tiene una fecha de vencimiento final del 21 de mayo de 2027. La próxima revisión anual está programada para mayo de 2026. No se espera que la próxima redeterminación de la facilidad de crédito afecte las operaciones actuales o futuras de la Compañía, reduzca la perspectiva de 2026 o cambie la guía de la Compañía. Parex espera efectuar disposiciones de la facilidad de crédito en varios momentos para gestionar las diferencias temporales asociadas con el momento de los pagos a proveedores y los cobros de ventas de petróleo. Las cláusulas financieras clave incluyen un indicador de deuda total financiada sobre EBITDA ajustado de cuatro trimestres móviles de hasta 3.50:1, y otras cláusulas operativas comerciales estándar. La Compañía cumple con todas las cláusulas financieras.

Consulte la nota 29 - Compromisos y Contingencias de los estados financieros consolidados auditados para obtener una descripción de las garantías de cumplimiento, así como de las cartas de crédito no garantizadas.
(1) Medida de gestión de capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Datos de Acciones en Circulación

Parex está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto y sin valor nominal. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tenía 95.974.136 acciones ordinarias en circulación en comparación con 98.339.036 al 31 de diciembre de 2024, una disminución del 2%. Al 3 de marzo de 2026, las acciones ordinarias en circulación se mantienen en 95.974.136.

La Compañía tiene un plan de opciones sobre acciones que contempla la emisión de opciones sobre acciones para adquirir acciones ordinarias a los funcionarios, ejecutivos y ciertos empleados de la Compañía, lo que resulta en acciones ordinarias emitidas desde la tesorería.

Al 3 de marzo de 2026, Parex tenía los siguientes valores en circulación:

	Número	%
Acciones ordinarias	95.974.136	99
Opciones sobre acciones	1.085.025	1
	97.059.161	100

A la fecha de este MD&A, el total de opciones sobre acciones en circulación representa aproximadamente el 1% del total de acciones ordinarias emitidas y en circulación.

Obligaciones Contractuales, Compromisos y Garantías

En el giro ordinario de los negocios, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán las operaciones y la liquidez futuras de la Compañía. Estos compromisos se relacionan principalmente con acuerdos de participación (farm-in) en empresas conjuntas, acuerdos de colaboración empresarial y compromisos de trabajo de exploración, incluyendo actividades sísmicas y de perforación. La Compañía tiene discreción con respecto al momento de los gastos de capital para los compromisos de trabajo de exploración, siempre que el trabajo se complete al final de los periodos de exploración especificados en los contratos o que la Compañía pueda negociar extensiones de los periodos de exploración. Los compromisos de exploración de la Compañía se describen en el AIF de la Compañía bajo "Propiedades Principales". Estas obligaciones y compromisos se consideran al evaluar los requisitos de efectivo en la discusión sobre la liquidez futura.

En Colombia, la Compañía ha proporcionado garantías a la ANH y a Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") para bloques de empresas conjuntas relacionadas con los compromisos de trabajo de exploración en sus concesiones colombianas por un monto de $235,1 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $160,7 millones). Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

Al 31 de diciembre de 2025, el total de pasivos por arrendamiento fue de $9,1 millones (31 de diciembre de 2024 - $5,2 millones), de los cuales $7,8 millones (31 de diciembre de 2024 - $4,6 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los términos del arrendamiento.

La siguiente tabla resume los compromisos estimados no descontados de la Compañía al 31 de diciembre de 2025:

(en miles)	**Total**	**<1 año**	**1 – 3 años**	**4 – 5 años**	**>5 años**
Exploración	$ 753.488	$ 42.434	$ 242.619	$ 468.435	$ —
Oficina y alojamiento[(1)]	6.966	2.984	2.815	1.167	—
Obligaciones por Desmantelamiento y Ambientales	274.188	10.158	—	—	264.030
Total	**$ 1.034.642**	**$ 55.576**	**$ 245.434**	**$ 469.602**	**$ 264.030**

(1) Incluye las obligaciones de pago mínimo de arrendamiento asociadas con los arrendamientos de espacio de oficina y alojamiento.

Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales

	Desmantelamiento	Ambientales	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2023	**$ 71.523**	**$ 24.209**	**$ 95.732**
Adiciones	5.398	332	5.730
Liquidación de obligaciones durante el año	(7.038)	(3.235)	(10.273)
Pérdida en la liquidación de obligaciones	1.593	—	1.593
Gasto por actualización	6.853	2.353	9.206
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(9.400)	(3.205)	(12.605)
Cambio en la estimación - costos	1.725	(8.342)	(6.617)
Ganancia cambiaria	(2.185)	(2.906)	(5.091)
Saldo, 31 de diciembre de 2024	**$ 68.469**	**$ 9.206**	**$ 77.675**
Adiciones	6.407	3.275	9.682
Adquisiciones de propiedades - Nota 11	702	118	820
Liquidación de obligaciones durante el año	(5.877)	(3.635)	(9.512)
Pérdida (ganancia) en la liquidación de obligaciones	596	(449)	147
Gasto por actualización	8.160	962	9.122
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(6.197)	(1.192)	(7.389)
Cambio en la estimación - costos	2.216	1.490	3.706
Pérdida cambiaria	3.087	1.827	4.914
Saldo, 31 de diciembre de 2025	**77.563**	**11.602**	**89.165**
Obligación corriente	(7.318)	(2.840)	(10.158)
Obligación a largo plazo	**$ 70.245**	**$ 8.762**	**$ 79.007**

El total de las obligaciones ambientales, de desmantelamiento y restauración fue determinado por la gerencia con base en los costos estimados para liquidar las obligaciones por impacto ambiental incurridas y para restaurar y abandonar los pozos y sus locaciones según los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones sean financiadas con los recursos internos de la Compañía disponibles al momento de la liquidación.

El total de pasivos por desmantelamiento y ambientales se estima con base en la participación neta de la Compañía en los pozos perforados al 31 de diciembre de 2025, con los costos estimados para abandonar y restaurar los pozos y sus locaciones, y el momento estimado en que se pagarán los costos en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo por desmantelamiento de la Compañía es de aproximadamente $244,5 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $216,8 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2024 - tasa de descuento libre de riesgo del 11,2% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas en 2025 y 2024 se basan en las tasas previstas para Colombia.

Incluido en el pasivo por desmantelamiento hay $7,3 millones (31 de diciembre de 2024 - $11,7 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo ambiental de la Compañía es de aproximadamente $29,7 millones al 31 de diciembre de 2025 (31 de diciembre de 2024 - $24,6 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2024 - tasa de descuento libre de riesgo del 11,2% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas en 2025 y 2024 se basan en las tasas previstas para Colombia.

Incluido en el pasivo ambiental hay $2,8 millones (31 de diciembre de 2024 - $2,9 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

Un cambio en la tasa de descuento o la tasa de inflación supuesta tendría el siguiente impacto en los pasivos por desmantelamiento y ambientales:

		2025		2024	
Al 31 de diciembre de	**Rango de Sensibilidad**	**Aumento**	**Disminución**	Aumento	Disminución
Tasa de descuento libre de riesgo	+/- un por ciento	**$ (5.551)**	**$ 6.157**	$ (5.349)	$ 6.022
Tasa de inflación	+/- un por ciento	**$ 6.600**	**$ (6.013)**	$ 6.406	$ (5.702)

Los pasivos por desmantelamiento y ambientales se consideran estimaciones contables críticas. Existen incertidumbres significativas relacionadas con los gastos de desmantelamiento y ambientales, y el impacto en los estados financieros podría ser material. El momento eventual y los costos de estos gastos podrían diferir de las estimaciones actuales. Los principales factores que pueden causar que los flujos de efectivo estimados esperados con respecto a los pasivos por desmantelamiento y ambientales cambien son:

- cambios en leyes, legislación y regulaciones;
- construcción de nuevas instalaciones;
- cambio en el precio de las materias primas;
- cambio en la estimación de las reservas de petróleo y la consiguiente modificación de la vida útil de las reservas;
- cambios en la tecnología; y
- ejecución de pasivos por desmantelamiento y ambientales.

Eventos Subsecuentes

NCIB

El 22 de enero de 2026, la Compañía inició una NCIB para comprar para su cancelación, de vez en cuando, según lo considere conveniente, hasta un máximo de 9.407.490 Acciones Ordinarias en el mercado abierto a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos. La NCIB terminará el 21 de enero de 2027.

Propuesta

El 23 de febrero de 2026, la Compañía anunció que había presentado una propuesta de adquisición (la "Propuesta") a la Junta Directiva de Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") para adquirir todo el negocio upstream colombiano de Frontera en una oferta totalmente en efectivo por una contraprestación de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones.

Propuesta Vinculante

El 2 de marzo de 2026, la Compañía presentó una propuesta de adquisición vinculante (la "Propuesta Vinculante") a la Junta de Frontera Energy Corporation (TSX: FEC) ("Frontera") para adquirir todo el negocio upstream colombiano de Frontera en una oferta totalmente en efectivo por una contraprestación de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones. El mismo día, Frontera proporcionó una actualización sobre la propuesta no vinculante anunciada previamente por Parex, reconociendo la recepción de una oferta vinculante de $525 millones y esperando la confirmación de ciertos términos.

Aviso sobre Declaraciones Prospectivas

Cierta información con respecto a Parex expuesta en este MD&A, incluyendo las evaluaciones de la gerencia de la Compañía sobre los planes y operaciones futuros de la Compañía, contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres sustanciales, conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras "planificar", "esperar", "pronosticar", "proyectar",

"pretender", "creer", "anticipar", "estimar" u otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones "pueden" o "van a" ocurrir tiene la intención de identificar declaraciones prospectivas. Dichas declaraciones representan las proyecciones, estimaciones o creencias internas de la Compañía con respecto a, entre otras cosas, el crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción, el capital futuro y otros gastos (incluyendo el monto, la naturaleza y las fuentes de financiamiento de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y los resultados de la actividad de perforación, los asuntos ambientales, las perspectivas comerciales y las oportunidades. Estas declaraciones son solo predicciones y los eventos o resultados reales pueden diferir materialmente. Aunque la gerencia de la Compañía cree que las expectativas reflejadas en las declaraciones prospectivas son razonables, no puede garantizar resultados, niveles de actividad, desempeño o logros futuros, ya que dichas expectativas están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias comerciales, económicas, competitivas, políticas y sociales significativas. Muchos factores podrían causar que los resultados reales de la Compañía difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en cualquier declaración prospectiva hecha por, o en nombre de, Parex. En particular, las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a:

- la estrategia operativa, los planes, las prioridades y el enfoque de la Compañía;
- la expectativa de Parex de proporcionar un retorno de capital competitivo a través de dividendos y recompras de acciones, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía para proporcionar un retorno total para los accionistas;
- las expectativas de Parex con respecto a los niveles de deuda, la gestión de riesgos de materias primas y otras actividades de cobertura;
- la guía de 2026 de Parex, incluyendo su netback anticipado de flujo de fondos generado por las operaciones, gastos de capital; flujo de fondos generado por las operaciones, flujo de fondos libre y producción promedio anual;
- la expectativa de Parex de que el inventario de petróleo crudo en periodos futuros estará en línea con los niveles históricos normales;
- el gasto de producción anticipado de Parex por boe para 2026;
- las expectativas de Parex de que sus gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo;
- que Parex revisará su exposición a las variaciones de moneda extranjera de forma continua y mantiene depósitos en efectivo denominados principalmente en USD y COP en Canadá, Suiza y Colombia;
- el análisis de sensibilidad a la tasa de cambio de Parex;
- las expectativas de Parex con respecto a las provisiones legales, incluyendo los resultados anticipados, los montos estimados y el momento de las posibles salidas de efectivo en relación con las mismas;
- el enfoque de Parex hacia la gestión de riesgos y la variabilidad del flujo de efectivo;
- los planes de Parex para renunciar a ciertos bloques;
- las intenciones de Parex de desplegar inventario de largo plazo en los próximos años y que Parex asegure material y equipo antes de sus próximos programas de capital;
- los términos de la facilidad de crédito de la Compañía, incluyendo el momento de la próxima revisión anual y la redeterminación de la base de endeudamiento;
- el plan de la Compañía de efectuar disposiciones de la facilidad de crédito para gestionar las diferencias temporales asociadas con el momento de los pagos a proveedores y los cobros de ventas de petróleo;
- la expectativa de la Compañía de que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, las líneas de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para apoyar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo;
- la capacidad de Parex para ajustar su estructura de capital y la mecánica de la misma;
- los compromisos estimados no descontados de Parex, incluyendo la exploración, oficina y alojamiento, así como las obligaciones por desmantelamiento y ambientales, y su calendario previsto;
- los flujos de efectivo totales no descontados anticipados requeridos para liquidar el costo de los pasivos por desmantelamiento y ambientales de la Compañía, su calendario previsto, y los recursos internos disponibles para la Compañía en el momento de la liquidación;
- el riesgo cambiario y la capacidad de revertir ganancias y pérdidas cambiarias no realizadas en el futuro;
- la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía y la fluctuación de las ganancias basadas en los precios de mercado;
- la tasa impositiva efectiva estimada de la Compañía para 2026;
- los precios anticipados del Brent y WTI;
- los términos de ciertas obligaciones contractuales de Parex;
- el plan de Parex para monitorear y divulgar métricas clave en torno a los impactos ambientales de sus operaciones;
- las expectativas de Parex con respecto a la Propuesta Vinculante, incluyendo el valor y los beneficios de la misma; y
- las declaraciones establecidas en "Políticas y Estimaciones Contables" en este MD&A.

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a numerosos riesgos e incertidumbres, incluyendo, entre otros: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; la determinación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo ("OPEP") y otros países en cuanto a los niveles de producción; las condiciones de la industria, incluyendo cambios en las leyes y regulaciones, incluyendo la adopción de nuevas leyes y regulaciones ambientales, y cambios en la forma en que se interpretan y

aplican en Canadá y Colombia; la volatilidad y fluctuaciones continuas en los precios de mercado del petróleo; el impacto de caídas significativas en los precios de mercado del petróleo; la competencia; la falta de disponibilidad de personal calificado; los resultados de la perforación de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; la aprobación por parte de los socios de los programas de trabajo de capital y otros asuntos que requieran aprobación; la imprecisión en las estimaciones de reservas, recursos e ingresos; los pronósticos incorrectos del potencial de producción y crecimiento de los activos de Parex; la obtención de las aprobaciones requeridas de las autoridades reguladoras en Canadá y Colombia; los riesgos asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado con la realización de actividades internacionales; las fluctuaciones en las tasas de cambio o tasas de interés; los riesgos ambientales; los cambios en las leyes de impuestos sobre la renta o cambios en las leyes fiscales y programas de incentivos relacionados con la industria del petróleo y gas natural; el riesgo que los aranceles, impuestos, restricciones o prohibiciones a la importación o exportación de ciertos bienes, incluyendo petróleo y gas, puedan tener sobre la Compañía, la industria del petróleo y gas o la economía global; la capacidad de acceder a capital suficiente de fuentes internas y externas; el riesgo de que las multas y sanciones reconocidas como provisiones legales puedan ser mayores a lo previsto o que las salidas de efectivo relacionadas con las mismas puedan ocurrir antes de lo previsto; el riesgo de que la Compañía no pueda obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el riesgo de que Parex no pueda obtener los beneficios anticipados de las adquisiciones y disposiciones, incluyendo las Acciones de GeoPark o la Propuesta Vinculante; el riesgo de que Parex no concrete una transacción con GeoPark o que Parex pueda incurrir en una pérdida en las Acciones de GeoPark; el riesgo de que Parex pueda incurrir en costos significativos relacionados con la Propuesta Vinculante, independientemente de si la Propuesta Vinculante es exitosa, o que Parex no pueda completar una transacción con Frontera en los términos o plazos previstos, o en absoluto; el riesgo de no lograr los beneficios anticipados asociados con las adquisiciones; el incumplimiento de las contrapartes bajo los términos de sus contratos; los cambios en la capacidad de los oleoductos; el riesgo de que la evaluación de Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración no sea consistente con sus expectativas; el incumplimiento de los objetivos de producción esperados; el riesgo de que Parex no tenga suficientes recursos financieros en el futuro para pagar un dividendo o recomprar acciones bajo su NCIB; el riesgo de que la Junta Directiva no declare dividendos en el futuro y que no haya crecimiento en el dividendo base o que la política de dividendos de Parex cambie; el riesgo de que la estrategia de gestión de riesgos de Parex no sea un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de efectivo; el riesgo de que los gastos de capital, el crecimiento en la producción y la producción por acción de Parex puedan ser diferentes a lo previsto; el riesgo de que los gastos de capital y operativos de la Compañía relacionados con la protección del medio ambiente puedan ser mayores a lo previsto; el riesgo de que los resultados financieros y operativos de la Compañía, incluyendo su guía de 2026, no sean consistentes con sus expectativas; el riesgo de que las estrategias ambientales de la Compañía no sean exitosas y que la Compañía no permanezca en cumplimiento material con la legislación de protección ambiental; el riesgo de que Parex no despliegue su inventario de larga entrega cuando se anticipaba; el riesgo de que Parex no tenga éxito en atraer y retener sucesores calificados para su Director Ejecutivo y otros funcionarios superiores en caso de partida; el riesgo de que el despliegue de inventario de la Compañía en 2026 pueda ser mayor o menor a lo previsto; los riesgos discutidos bajo "Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales" en este MD&A; los riesgos discutidos bajo "Factores de Riesgo" en el AIF de la Compañía; y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Se advierte a los lectores que la lista anterior de factores no es exhaustiva. Información adicional sobre estos y otros factores que podrían afectar las operaciones y los resultados financieros de la Compañía se incluye en los informes archivados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá y puede accederse a través del sitio web de SEDAR+ (www.sedarplus.ca).

Aunque las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A se basan en supuestos que la gerencia considera razonables, la Compañía no puede asegurar a los inversionistas que los resultados reales serán consistentes con dichas declaraciones prospectivas. Con respecto a las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A, Parex ha hecho supuestos con respecto a, entre otras cosas: los precios actuales y futuros de las materias primas y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; el momento y la cantidad de los gastos de capital; el acceso a las áreas de operaciones e infraestructura de la Compañía a la luz del impacto de los disturbios comunitarios en las operaciones de la Compañía; las tasas de cambio futuros; el precio del petróleo; el impacto de la creciente competencia; las condiciones en los mercados económicos y financieros generales; la disponibilidad de equipos de perforación y relacionados; los efectos de la regulación por parte de agencias gubernamentales y la legislación ambiental en las operaciones de la Compañía; la recuperabilidad de las reservas y las tasas de producción futuras; el momento y número de castigos por pozos secos permitidos para fines fiscales colombianos; los beneficios anticipados de la reestructuración corporativa voluntaria; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; las tasas de cambio de moneda extranjera; la duración y el impacto de los aranceles, impuestos, restricciones o prohibición de importar bienes, incluyendo petróleo y gas natural; el estado de los litigios; el momento de la perforación y terminación de pozos; que la Compañía tendrá suficiente flujo de efectivo, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros necesarios para financiar sus gastos de capital y operativos y requisitos según sea necesario; que la conducta y los resultados de las operaciones de la Compañía serán consistentes con sus expectativas; que la Compañía tendrá la capacidad de desarrollar las propiedades de petróleo y gas de la Compañía de la manera actualmente contemplada; las condiciones, leyes y regulaciones actuales de la industria o, cuando corresponda, propuestas, continuarán vigentes o según lo previsto como se describe en el presente; que las estimaciones de los volúmenes de reservas de la Compañía y los supuestos relacionados con las mismas (incluyendo los precios de las materias primas y los costos de desarrollo) son precisos en todos los aspectos materiales; que la Compañía podrá obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el momento de puesta en marcha de la producción de pozos de exploración exitosos; el desempeño operativo de los campos productores no operados; la capacidad de los oleoductos; que Parex tendrá suficientes recursos financieros en el futuro para pagar un dividendo; que la Junta

Directiva declarará dividendos en el futuro; que Parex tendrá suficientes recursos financieros para recomprar acciones bajo su NCIB; que los precios de mercado permanecerán sin cambios; y otros asuntos. La capacidad de la Compañía para llevar a cabo su plan de negocios depende principalmente del apoyo continuo de sus accionistas, del descubrimiento de reservas económicamente recuperables y de la capacidad de la Compañía para obtener financiación o generar suficiente flujo de efectivo para desarrollar dichas reservas.

Las declaraciones prospectivas y otra información contenida en este MD&A relativas a la industria del petróleo y el gas natural en los países en los que opera y las expectativas generales de la Compañía con respecto a esta industria se basan en estimaciones preparadas por la Gerencia utilizando datos de fuentes de la industria disponibles públicamente, así como de informes de recursos, estudios de mercado y análisis de la industria, y en supuestos basados en datos y conocimientos de esta industria que la Compañía considera razonables. Sin embargo, estos datos son intrínsecamente imprecisos, aunque generalmente indicativos de las posiciones relativas en el mercado, las cuotas de mercado y las características de desempeño. Si bien la Compañía no tiene conocimiento de ninguna incorrección material con respecto a los datos de la industria presentados en este documento, la industria del petróleo y el gas natural implica numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeta a cambios basados en diversos factores.

La gerencia ha incluido información prospectiva, y el resumen anterior de supuestos y riesgos relacionados con la información prospectiva en este MD&A, con el fin de proporcionar a los accionistas una perspectiva más completa sobre las operaciones actuales y futuras de la Compañía, y dicha información puede no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía podrían diferir materialmente de los expresados o implícitos en estas declaraciones prospectivas y, por lo tanto, no se puede garantizar que cualquiera de los eventos anticipados por las declaraciones prospectivas sucederá u ocurrirá, o si alguno de ellos lo hace, qué beneficios obtendrá Parex de ello. Estas declaraciones prospectivas se realizan a la fecha de este MD&A y Parex renuncia a cualquier intención u obligación de actualizar públicamente cualquier declaración prospectiva, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros o de otro modo, salvo que lo exijan las leyes de valores aplicables.

Este MD&A contiene información que puede considerarse una perspectiva financiera bajo las leyes de valores aplicables sobre la posición financiera potencial de la Compañía, incluyendo, entre otros: la guía de 2026 de Parex, incluyendo su flujo de fondos anticipado generado por el netback de operaciones, gastos de capital, flujo de fondos generado por las operaciones y flujo de fondos libre; el gasto de producción anticipado de Parex para 2026 por boe; las expectativas de Parex de que su gasto de transporte fluctuará periodo tras periodo debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo; el análisis de sensibilidad a la tasa de cambio de moneda extranjera de Parex; los compromisos estimados no descontados de Parex, incluyendo la exploración, oficina y alojamiento, y las obligaciones de desmantelamiento y ambientales; y su calendario previsto; el flujo de efectivo total anticipado no descontado requerido para liquidar el costo de responsabilidad de desmantelamiento y ambiental de la Compañía, su calendario previsto y los recursos internos disponibles para la Compañía en el momento de la liquidación; las multas y sanciones estimadas de Parex reconocidas bajo disposiciones legales, incluyendo su calendario previsto; y la tasa impositiva efectiva estimada de la Compañía para 2026; todo lo cual está sujeto a numerosos supuestos, factores de riesgo, limitaciones y calificaciones, incluyendo los establecidos en los párrafos anteriores. Los resultados de operaciones reales de la Compañía y los resultados financieros resultantes variarán de los montos establecidos en este MD&A y dichas variaciones pueden ser materiales. Esta información se ha proporcionado solo para fines ilustrativos y, con respecto a periodos futuros, se basa en presupuestos y pronósticos que son especulativos y están sujetos a una variedad de contingencias y pueden no ser apropiados para otros fines. En consecuencia, no se debe confiar en estas estimaciones como indicativas de resultados futuros. Excepto según lo requieran las leyes de valores aplicables, la Compañía no asume ninguna obligación de actualizar dicha perspectiva financiera. La perspectiva financiera contenida en este MD&A se realizó a la fecha de este MD&A y se proporcionó con el propósito de brindar información adicional sobre las posibles operaciones comerciales futuras de la Compañía. Se advierte a los lectores que la perspectiva financiera contenida en este MD&A no es concluyente y está sujeta a cambios.

Aviso sobre Distribuciones

Las futuras distribuciones a los accionistas de la Compañía, incluyendo, entre otros, el pago de dividendos y la adquisición por parte de la Compañía de sus acciones conforme a su NCIB, si los hubiera, y el nivel de las mismas, son inciertos. Cualquier decisión de pagar dividendos adicionales sobre las acciones ordinarias (incluyendo el monto real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago en relación con los mismos y cualquier dividendo especial) o adquirir acciones de la Compañía estará sujeta a la discreción de la Junta Directiva de Parex y puede depender de una variedad de factores, incluyendo, sin limitación, el desempeño comercial de la Compañía, la situación financiera, los requisitos financieros, los planes de crecimiento, los requisitos de capital esperados y otras condiciones existentes en ese momento futuro, incluyendo, sin limitación, las restricciones contractuales y el cumplimiento de las pruebas de solvencia impuestas a la Compañía bajo la ley corporativa aplicable. Además, el monto real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta Directiva. No puede haber garantía de que la Compañía pagará dividendos o recomprará acciones de la Compañía en el futuro.

Aviso sobre Asuntos de Petróleo y Gas

Este MD&A contiene una serie de métricas de petróleo y gas, incluyendo netbacks operativos y netbacks de FFO. Estas métricas de petróleo y gas han sido preparadas por la gerencia y no tienen significados estandarizados ni métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas y no deben utilizarse para realizar comparaciones. Dichas métricas se han incluido en este documento para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores fiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro puede no compararse con el desempeño en periodos anteriores y, por lo tanto, no es recomendable basarse indebidamente en dichas métricas. La gerencia utiliza estas métricas de petróleo y gas para sus propias mediciones de desempeño y para proporcionar a los titulares de valores medidas para comparar las operaciones de la Compañía a lo largo del tiempo. Se advierte a los lectores que no deben basarse en la información proporcionada por estas métricas, o que pueda derivarse de las métricas presentadas en este MD&A, para fines de inversión u otros propósitos.

El término "Boe" significa barril de petróleo equivalente sobre la base de 6 mil pies cúbicos ("Mcf") de gas natural por 1 bbl. El Boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza de forma aislada. El ratio de conversión de boe de 6 Mcf:1 Bbl se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo. Dado que el ratio de valor basado en el precio actual del petróleo crudo es, en comparación con el gas natural, significativamente diferente de la equivalencia energética de 6 Mcf:1 Bbl, utilizar un ratio de conversión de 6 Mcf:1 Bbl puede ser engañoso como indicación de valor.

Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras

Este MD&A utiliza diversas "medidas financieras no GAAP", "ratios no GAAP", "medidas financieras complementarias" y "medidas de gestión de capital" (tal como se definen dichos términos en el NI 52-112), las cuales se describen con mayor detalle a continuación. Dichas medidas no son medidas financieras estandarizadas en virtud de las NIIF y podrían no ser comparables con medidas financieras similares reveladas por otros emisores. Se advierte a los inversionistas que las medidas financieras no GAAP no deben interpretarse como alternativas a, o más significativas que, las medidas GAAP más directamente comparables como indicadores del desempeño de Parex.

Estas medidas facilitan las comparaciones de la gerencia con los resultados operativos históricos de la Compañía al evaluar sus resultados y la toma de decisiones estratégicas y operativas, y pueden ser utilizadas por analistas financieros y otros en la industria del petróleo y gas natural para evaluar el desempeño de la Compañía. Además, la gerencia considera que dichas medidas financieras son información complementaria útil para analizar el desempeño operativo y proporcionar una indicación de los resultados generados por las actividades comerciales principales de la Compañía.

A continuación, se presenta una descripción de las medidas financieras no GAAP, los ratios no GAAP, las medidas financieras complementarias y las medidas de gestión de capital utilizadas en este MD&A.

Medidas Financieras No GAAP

***Gastos de capital**, es una medida financiera no GAAP que la Compañía utiliza para describir sus costos de capital asociados con los gastos de petróleo y gas. La medida considera tanto los gastos de propiedad, planta y equipo como los gastos de activos de exploración y evaluación, que son partidas en el estado de flujos de efectivo de la Compañía para el periodo, y se calcula de la siguiente manera:*

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Gastos de propiedad, planta y equipo	**$ 47.575**	$ 62.799	**$ 200.595**	$ 221.250	$ 310.933
Gastos de exploración y evaluación	**37.045**	19.311	**109.730**	126.445	172.410
Gastos de capital	**$ 84.620**	$ 82.110	**$ 310.325**	$ 347.695	$ 483.343

	Para los tres meses terminados					
(en miles)	Septiembre de 2025	Junio de 2025	Marzo de 2025	Septiembre de 2024	Junio de 2024	Marzo de 2024
Gastos de propiedad, planta y equipo	$ 59.002	$ 49.067	$ 44.951	$ 68.406	$ 49.214	$ 40.831
Gastos de exploración y evaluación	20.959	39.623	12.103	13.961	48.583	44.590
Gastos de capital	$ 79.961	$ 88.690	$ 57.054	$ 82.367	$ 97.797	$ 85.421

***Flujo de fondos libre**, es una medida financiera no GAAP que se determina mediante el flujo de fondos generado por las operaciones menos los gastos de capital. La Compañía considera que el flujo de fondos libre es una medida clave, ya que demuestra la capacidad de Parex para financiar retornos de capital, tales como el NCIB o dividendos, sin acceder a fondos externos, y se calcula de la siguiente manera:*

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Efectivo generado por actividades operativas	**$ 107.744**	$ 67.847	**$ 424.756**	$ 569.915	$ 376.471
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	**15.178**	73.354	**30.229**	52.318	291.311
Flujo de fondos generado por las operaciones	**122.922**	141.201	**454.985**	622.233	667.782
Gastos de capital	**84.620**	82.110	**310.325**	347.695	483.343
Flujo de fondos libre	**$ 38.302**	$ 59.091	**$ 144.660**	$ 274.538	$ 184.439

***EBITDA**, es una medida financiera no GAAP que se define como el resultado neto ajustado por ingresos y gastos financieros, otros gastos, gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta y agotamiento, depreciación y amortización.*

***EBITDA ajustado**, es una medida financiera no GAAP definida como el EBITDA ajustado por cargos por deterioro no monetarios, gastos (recuperación) de compensación basados en acciones, ganancias (pérdidas) no realizadas por diferencia cambiaria y ganancias (pérdidas) no realizadas en contratos de gestión de riesgos y valores negociables.*

La Compañía considera que el EBITDA y el EBITDA ajustado son medidas clave, ya que demuestran la rentabilidad de Parex antes de los ingresos y gastos financieros, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización, y otras partidas no monetarias. La conciliación del resultado neto con el EBITDA y el EBITDA ajustado es la siguiente:

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Ganancia (pérdida) neta	**$ 74.865**	$ (69.051)	**$ 255.083**	$ 60.680	$ 459.309
Ajustes para conciliar el resultado neto con el EBITDA:					
Ingresos financieros	**(1.154)**	(998)	**(4.369)**	(4.315)	(14.055)
Gasto financiero	**5.076**	4.318	**21.402**	18.408	13.834
Otros gastos	**11.785**	2.208	**29.200**	6.227	2.582
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta	**(40.078)**	(880)	**(20.277)**	248.592	(5.070)
Agotamiento, depreciación y amortización	**54.270**	53.984	**200.405**	215.770	194.229
EBITDA	**$ 104.764**	$ (10.419)	**$ 481.444**	$ 545.362	$ 650.829
Cargos por deterioro no monetarios	**17.610**	137.841	**17.610**	142.502	142.540
Gasto de compensación basada en acciones	**10.046**	6.149	**30.516**	1.462	30.364
(Ganancia) pérdida no realizada por diferencia de cambio	**677**	2.581	**(10.857)**	29.603	(6.453)
(Ganancia) pérdida no realizada en contratos de gestión de riesgos	**172**	1.160	**(1.160)**	1.160	—
Ganancia no realizada en valores negociables	**(4.616)**	—	**(4.616)**	—	—
EBITDA ajustado	**$ 128.653**	$ 137.312	**$ 512.937**	$ 720.089	$ 817.280

***Netback operativo**, es una medida financiera no GAAP que la Compañía considera una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el netback operativo como las ventas de petróleo y gas natural de la producción menos las regalías, los gastos operativos y los gastos de transporte. Consulte "Resultados Financieros y Operativos – Resultados Consolidados de Operaciones" para el cálculo del netback operativo.*

Ratios no GAAP

***Netback operativo por boe**, es un ratio no GAAP que la Compañía considera una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el netback operativo por boe como el netback operativo dividido por el volumen total de ventas equivalentes, incluidos los volúmenes de petróleo comprado para el precio de venta de petróleo y gas natural y los gastos de transporte por boe, y por el volumen total de ventas equivalentes, excluidos los volúmenes de petróleo comprado para regalías y gastos operativos por boe.*

***Netback del flujo de fondos generado por las operaciones por boe**, es un ratio no GAAP que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en los activos y pasivos no monetarios, dividido por los volúmenes de ventas de petróleo y gas natural producidos. La Compañía considera que el netback del flujo de fondos generado por las*

operaciones por boe es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con los precios actuales de las materias primas.

***Flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción o FFO por acción**, es un ratio no GAAP que se calcula dividiendo el flujo de fondos generado por las operaciones por el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación. Parex presenta el flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción, mediante el cual los montos por acción se calculan utilizando las acciones promedio ponderadas en circulación, de manera consistente con el cálculo de las ganancias por acción. La Compañía considera que el flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción o FFO por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación.*

Medidas de gestión de capital

***Flujo de fondos generado por las operaciones**, es una medida de gestión de capital que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en los activos y pasivos no monetarios. La Compañía considera que el flujo de fondos generado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo. La conciliación del efectivo generado por las actividades operativas con el flujo de fondos generado por las operaciones es la siguiente:*

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Efectivo generado por actividades operativas	**$107.744**	$ 67.847	**$ 424.756**	$ 569.915	$ 376.471
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	**15.178**	73.354	**30.229**	52.318	291.311
Flujo de fondos generado por las operaciones	**$122.922**	$ 141.201	**$ 454.985**	$ 622.233	$ 667.782

	Para los tres meses terminados					
(en miles)	Septiembre de 2025	Junio de 2025	Marzo de 2025	Septiembre de 2024	Junio de 2024	Marzo de 2024
Efectivo generado por actividades operativas	$ 86.992	$ 142.642	$ 87.378	$ 181.874	$ 222.782	$ 97.412
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	18.306	(37.821)	34.566	(30.101)	(41.830)	50.895
Flujo de fondos generado por las operaciones	$ 105.298	$ 104.821	$ 121.944	$ 151.773	$ 180.952	$ 148.307

***El excedente (déficit) de capital de trabajo** es una medida de gestión de capital que la Compañía utiliza para describir su posición de liquidez y su capacidad para cumplir con sus pasivos a corto plazo. El excedente (déficit) de capital de trabajo se define como los activos corrientes menos los pasivos corrientes:*

	Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de		Para el año terminado el 31 de diciembre de		
(en miles)	**2025**	2024	**2025**	2024	2023
Activos corrientes	**$273.994**	$245.943	**$ 273.994**	$ 245.943	$ 337.175
Pasivos corrientes	**245.967**	186.546	**245.967**	186.546	258.148
Excedente de capital de trabajo	**$ 28.027**	$ 59.397	**$ 28.027**	$ 59.397	$ 79.027

	Para los tres meses terminados					
(en miles)	Septiembre de 2025	Junio de 2025	Marzo de 2025	Septiembre de 2024	Junio de 2024	Marzo de 2024
Activos corrientes	$ 224.109	$ 239.485	$ 259.256	$ 248.208	$ 281.846	$ 276.113
Pasivos corrientes	227.276	219.437	190.216	210.699	247.690	220.212
Excedente (déficit) de capital de trabajo	$ (3.167)	$ 20.048	$ 69.040	$ 37.509	$ 34.156	$ 55.901

Medidas financieras complementarias

"**Gastos de DD&A por boe**" se compone de los gastos de DD&A, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por la producción total de la Compañía.

"**Dividendos pagados por acción**" se compone de los dividendos declarados, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el número de acciones en circulación en la fecha de registro de dividendos.

"**Tasa impositiva corriente efectiva como porcentaje del flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos**" se compone de los gastos por impuestos sobre la renta corrientes, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos.

"**Gastos G&A por boe**" se compone de los gastos G&A netos después de recuperaciones y capitalización, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por la producción total de la Compañía.

"**Ingresos netos por boe**" se compone de los ingresos netos, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente e incluye los volúmenes de petróleo comprados.

"**Gastos de producción no operados por boe**" se compone de los gastos de producción operados, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente no operado y excluye los volúmenes de petróleo comprados.

"**Precio de venta de petróleo y gas natural por boe**" se compone de las ventas totales de materias primas provenientes de la producción de petróleo y gas natural, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por los volúmenes totales de ventas de petróleo y gas natural de la Compañía, incluyendo los volúmenes de petróleo comprados.

"**Gastos de producción operados por boe**" se compone de los gastos de producción operados, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente operado y excluye los volúmenes de petróleo comprados.

"**Diferencial de precio y gastos de transporte por bbl**" se compone del precio de venta de petróleo realizado por bbl, según se define en el presente documento, menos el precio del crudo Brent para calcular el diferencial de precio, más los gastos de transporte por bbl según se definen en el presente documento.

"**Gastos de producción por boe**" se compone de los gastos de producción, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de petróleo comprados.

"**Precio de venta de petróleo realizado por bbl**" se compone de las ventas totales de petróleo, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen de ventas equivalente a los volúmenes totales de ventas de petróleo de la Compañía, incluyendo los volúmenes de petróleo comprados.

"**Precio de gas natural realizado por Mcf**" se compone de las ventas de materias primas de gas natural provenientes de la producción, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por los volúmenes de ventas de gas natural de la Compañía.

"**Regalías por boe**" se compone de las regalías, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de petróleo comprados.

"**Regalías como porcentaje de las ventas**" se compone de las regalías, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por las ventas totales equivalentes provenientes de la producción, excluyendo los volúmenes de petróleo comprados, determinadas de acuerdo con las NIIF.

"**Gastos de transporte por bbl**" se compone de los gastos de transporte, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen de ventas equivalente a los volúmenes totales de ventas de petróleo de la Compañía, incluyendo los volúmenes de petróleo comprados.

"**Gastos de transporte por boe**" se compone de los gastos de transporte, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por los volúmenes totales de ventas equivalentes, incluyendo los volúmenes de petróleo comprados.

Iniciativas ambientales que afectan a Parex

En Colombia existe actualmente una regulación incipiente que obliga a las empresas a monitorear y reportar específicamente las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI"). Aunque en la actualidad no existe una regulación exigible relacionada con el cambio climático o las emisiones de GEI en Colombia, Parex cuenta con un plan para monitorear y divulgar métricas clave relacionadas con los impactos ambientales de las operaciones de Parex. La regulación sobre el cambio climático tiene el potencial de afectar significativamente el entorno regulatorio de la industria del petróleo crudo y el gas natural en Colombia. Dichas regulaciones imponen ciertos costos y riesgos a la industria, y persiste cierta incertidumbre con respecto al impacto de las leyes y regulaciones ambientales y de cambio climático en Parex, ya que Parex no puede predecir la legislación adicional o las modificaciones que el gobierno colombiano pueda promulgar en el futuro. Cualquier nueva ley y regulación, o requisitos

adicionales a las leyes y regulaciones existentes, podrían tener un impacto material en las operaciones y el flujo de efectivo de la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2022, Colombia ha ratificado el Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe (el "Acuerdo de Escazú"). La Compañía no puede predecir con certeza en este momento los impactos para la Compañía que la implementación del Acuerdo de Escazú pueda conllevar, ya que aún no hay detalles disponibles sobre las formas en que se llevará a cabo la implementación para los países que lo han ratificado. Sin embargo, se anticipa que el Acuerdo de Escazú aumentará la participación de las comunidades y la demanda de acceso a la información, lo que podría afectar los procesos para obtener licencias, permisos y autorizaciones ambientales aplicables a la Compañía, puede dar lugar a la incurrencia de costos adicionales imprevistos y podría crear fricción con las comunidades, entre otros riesgos.

Entorno Empresarial y Riesgos

Parex está expuesta a una serie de riesgos a través de la búsqueda de sus objetivos estratégicos, incluyendo, entre otros, riesgos operativos, financieros, competitivos, políticos y ambientales. Algunos de estos riesgos afectan a la industria del petróleo y el gas en su conjunto y otros son exclusivos de las operaciones de la Compañía. Como participante en la industria del petróleo y el gas natural, Parex está expuesta a riesgos tales como actividades de exploración y explotación infructuosas, la incapacidad de encontrar nuevas reservas que sean comercial y económicamente viables, la estimación de cantidades de reservas recuperables, la producción de petróleo y gas en cantidades comerciales, la comercialización del petróleo y gas producido, las fluctuaciones en los precios de las materias primas, la volatilidad del mercado de valores, el servicio de la deuda que puede limitar el momento o el monto de los dividendos, así como el precio de mercado de las acciones, los riesgos financieros y de liquidez, y los riesgos ambientales y de seguridad.

Las entidades colombianas indirectas de Parex tienen diversas participaciones operativas en numerosos bloques de exploración y producción en la cuenca de los Llanos, así como en las cuencas del Magdalena Superior, Magdalena Medio y Magdalena Inferior. Además, todas las reservas y la producción de petróleo y gas de Parex se encuentran en Colombia. Varios de los contratos de la Compañía que autorizan la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos tienen compromisos de exploración y, en algunos casos, una parte de los compromisos está garantizada por cartas de crédito emitidas. Por lo tanto, Parex estará sujeta a riesgos adicionales asociados con las operaciones internacionales en Colombia.

La Compañía trabaja para mitigar estos riesgos contratando o subcontratando profesionales altamente calificados que han demostrado la capacidad de generar prospectos geológicos y geofísicos patentados de alta calidad. Parex ha contratado consultores petroleros independientes que ayudan a la Compañía a evaluar las cantidades recuperables de reservas de petróleo y gas. Los valores de las reservas recuperables se basan en una serie de factores variables y supuestos tales como los precios de las materias primas, los pronósticos de producción y los costos de desarrollo futuros. Dichas estimaciones variarán de los resultados reales y tales variaciones pueden ser materiales.

La Compañía mitiga su riesgo relacionado con la producción de hidrocarburos mediante la utilización de tecnología y sistemas de información actuales. Además, Parex opera la mayoría de sus propiedades y, por lo tanto, tiene un control significativo sobre el momento, la dirección y los costos relacionados con los compromisos de exploración y las oportunidades de desarrollo. Cuando la Compañía no opera, depende de sus socios de empresa conjunta para mantener el control operativo.

Parex está expuesta al riesgo de mercado en la medida en que exista demanda de petróleo y gas producido por la Compañía. Factores externos fuera del control de la Compañía pueden afectar la comercialización del petróleo y gas producido. Estos factores incluyen los precios de las materias primas y las variaciones en las tasas de cambio de moneda extranjera que, a su vez, responden a las circunstancias económicas y políticas en todo el mundo. Los precios del petróleo y el gas natural se ven afectados por los fundamentos de la oferta y la demanda a nivel mundial. Parex utiliza contratos de derivados para mitigar su exposición a los posibles impactos adversos de la volatilidad de los precios de las materias primas y de la tasa de cambio.

La exploración y producción de petróleo y gas requiere un uso intensivo de capital. Además del flujo de fondos, Parex utiliza financiación bancaria para respaldar las inversiones de capital en curso, lo que expone a la Compañía a fluctuaciones en las tasas de interés de su deuda bancaria. El flujo de fondos también fluctúa con los cambios en los precios de las materias primas. El capital accionario y de deuda está sujeto a las condiciones del mercado, y la disponibilidad y el costo pueden aumentar o disminuir de vez en cuando.

El impacto de cualquier riesgo o una combinación de riesgos puede afectar adversamente, entre otras cosas, el negocio, la reputación, la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de Parex, lo que puede reducir o restringir su capacidad para perseguir sus prioridades estratégicas, responder a los cambios en el entorno operativo y cumplir con los compromisos y obligaciones, y puede afectar materialmente el precio de mercado de los valores de la Compañía.

Se puede encontrar información adicional sobre los factores de riesgo, los supuestos y las incertidumbres bajo el título "Declaraciones Prospectivas" de este MD&A y en la sección "Factores de Riesgo" en el AIF de la Compañía, que está disponible en el perfil SEDAR+ de la Compañía en www.sedarplus.ca.

Controles Internos sobre la Información Financiera

Los controles y procedimientos de divulgación ("DC&P", por sus siglas en inglés), tal como se definen en el Instrumento Nacional 52-109 Certificación de la Divulgación en las Presentaciones Anuales e Intermedias de los Emisores, están diseñados para proporcionar una seguridad razonable de que la información que debe divulgarse en las presentaciones anuales, presentaciones intermedias u otros informes presentados o enviados por la Compañía bajo las autoridades de la legislación de valores se registra, procesa, resume y reporta dentro de los plazos especificados en la legislación de valores e incluyen controles y procedimientos diseñados para garantizar que la información que la Compañía debe divulgar en sus presentaciones anuales, presentaciones intermedias u otros informes presentados o enviados bajo la legislación de valores se acumule y comunique a la gerencia de la Compañía, incluidos el Director Ejecutivo y el Director Financiero, según corresponda, para permitir decisiones oportunas con respecto a la divulgación requerida. El Director Ejecutivo y el Director Financiero de Parex evaluaron la efectividad del diseño y la operación de los DC&P de la Compañía. Basándose en esa evaluación, el Director Ejecutivo y el Director Financiero concluyeron que los DC&P de Parex fueron efectivos al 31 de diciembre de 2025.

El control interno sobre la información financiera ("ICFR", por sus siglas en inglés), tal como se define en el Instrumento Nacional 52-109, incluye aquellas políticas y procedimientos que:

1) Se refieren al mantenimiento de registros que, con un detalle razonable, reflejen de manera precisa y justa las transacciones y disposiciones de los activos de Parex;
2) Están diseñados para proporcionar una seguridad razonable de que las transacciones se registran según sea necesario para permitir la preparación de estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados y que los recibos y gastos de Parex se realizan de acuerdo con las autorizaciones de la gerencia y los Directores de Parex; y
3) Están diseñados para proporcionar una seguridad razonable con respecto a la prevención o detección oportuna de la adquisición, uso o enajenación no autorizada de los activos de la Compañía que podría tener un efecto material en los estados financieros anuales o en los informes financieros intermedios.

El Director Ejecutivo y el Director Financiero son responsables de establecer y mantener el ICFR para Parex. Al cierre del año financiero el 31 de diciembre de 2025, han diseñado el ICFR, o han hecho que se diseñe bajo su supervisión, para proporcionar una seguridad razonable con respecto a la fiabilidad de la información financiera y la preparación de estados financieros para fines externos de acuerdo con las NIIF. El marco de control que utilizaron los funcionarios de Parex para diseñar el ICFR de la Compañía es el Marco Integrado de Control Interno de 2013 ("Marco COSO") publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway ("COSO"). Bajo la supervisión del Director Ejecutivo y el Director Financiero, Parex llevó a cabo una evaluación de la efectividad del ICFR de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 basada en el Marco COSO. Basándose en esta evaluación, los funcionarios concluyeron que al 31 de diciembre de 2025, Parex mantuvo un ICFR efectivo. Cabe señalar que, si bien los funcionarios de Parex creen que los controles de la Compañía proporcionan un nivel razonable de seguridad con respecto a su efectividad, no esperan que los DC&P y el ICFR prevengan todos los errores y fraudes. Un sistema de control, sin importar qué tan bien concebido u operado esté, solo puede proporcionar una seguridad razonable, pero no absoluta, de que se cumplen los objetivos del sistema de control.

No hubo cambios en el ICFR de Parex durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025 que afectaran materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente, el ICFR de la Compañía.

Acuerdos Fuera del Balance General

La Compañía no celebró ningún acuerdo fuera de balance durante los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2025, aparte de las garantías en el giro ordinario del negocio constituidas en forma de cartas de crédito para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus bloques. Para obtener más información, consulte la sección "Obligaciones Contractuales, Compromisos y Garantías" anterior y la nota 29 - Compromisos y Contingencias en los estados financieros consolidados auditados.

Instrumentos Financieros y Otros Instrumentos

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivos acumulados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor en libros debido a su vencimiento a corto plazo.

Transacciones con Partes Relacionadas

Remuneración del Personal Directivo Clave
La remuneración del personal directivo clave, incluyendo los directores, es la siguiente:

	2025	2024
Sueldos, honorarios de directores y otros beneficios	**$ 4.306**	$ 4.356
Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**439**	478
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**4.568**	5.846
	$ 9.313	$ 10.680

Otras Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía no tuvo ninguna transacción con partes relacionadas con entidades fuera del grupo consolidado para los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Principales Políticas Contables

Consulte la nota 3 - Resumen de las Principales Políticas Contables de los estados financieros consolidados auditados para obtener un resumen de las políticas contables significativas aplicadas por la Compañía.

Estimaciones Contables Significativas

La preparación de estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF requiere que la gerencia realice juicios, supuestos y estimaciones significativas que afectan los resultados financieros de la Compañía. La siguiente discusión describe las políticas y prácticas contables que involucran el uso de estimaciones que la Compañía considera críticas para determinar los resultados financieros de Parex.

Reservas de petróleo y gas natural
La Compañía contrata evaluadores de reservas independientes y calificados para evaluar las reservas probadas y probables de petróleo y gas natural de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2025, y en periodos anteriores, las reservas de Parex fueron evaluadas por GLJ Ltd., que es una firma de evaluadores de reservas independientes y calificados. La evaluación se llevó a cabo de acuerdo con el manual COGE y la norma NI 51-101. El Comité de Operaciones y Reservas de la Junta Directiva de la Compañía está compuesto por directores independientes cuyo mandato es supervisar el proceso de evaluación de reservas.

La estimación de reservas implica el ejercicio de juicio. Los pronósticos se basan en datos de ingeniería, tasas de producción esperadas y el momento de los gastos de capital futuros, todos los cuales están sujetos a importantes incertidumbres e interpretaciones. La Compañía espera que, con el tiempo, sus estimaciones de reservas se revisen al alza o a la baja en función de información actualizada, como los resultados de futuras perforaciones, pruebas y niveles de producción. Las estimaciones de reservas pueden tener un impacto significativo en el resultado neto, ya que son un componente clave en el cálculo del DD&A y para determinar el posible deterioro de los activos. Una revisión a la baja en las estimaciones de reservas o un aumento en los costos de desarrollo futuros estimados podría dar lugar al reconocimiento de un cargo mayor por DD&A en el resultado neto.

Los activos de petróleo y gas natural (costos de desarrollo y producción) se agregan en unidades generadoras de efectivo (UGE) en función de su capacidad para generar flujos de efectivo en gran medida independientes. Si el valor en libros de la UGE excede el monto recuperable, la UGE se reduce con un deterioro reconocido en el resultado neto. El monto recuperable de un activo o UGE es el mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso. El valor razonable menos los costos de venta puede determinarse utilizando los flujos de efectivo netos futuros descontados de las reservas probadas más probables, utilizando precios y costos pronosticados. Una revisión a la baja en las estimaciones de reservas podría dar lugar al reconocimiento de deterioros con cargo al resultado neto.

Las reversiones de deterioros se reconocen cuando ha habido un aumento posterior en el monto recuperable. En este caso, el valor en libros del activo o UGE se incrementa a su monto recuperable revisado, con una reversión de deterioro reconocida en el resultado neto.

Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales
La Compañía debe reconocer un pasivo por los costos futuros de desmantelamiento, retiro, gestión ambiental, abandono y remediación por intervención del sitio asociados con las propiedades de petróleo y gas natural de la Compañía, de acuerdo con las leyes, contratos u otras políticas existentes. El valor razonable del pasivo estimado por desmantelamiento y ambiental se registra como un pasivo a largo plazo, con un aumento correspondiente en el valor en libros del activo de larga duración relacionado, el cual se agota sobre una base de unidades de producción durante la vida útil de las reservas. El pasivo se ajusta en cada periodo sobre el que se informa para reflejar el paso del tiempo, reconociendo la actualización financiera en el resultado neto, y para

incorporar las revisiones en las estimaciones de los flujos de efectivo futuros. Los costos reales incurridos al liquidar las obligaciones se cargan contra el pasivo.

Los pasivos por desmantelamiento y ambientales se determinan utilizando la mejor estimación de costos de la gerencia, teniendo en cuenta el método y el alcance previstos de la restauración, de manera consistente con los requisitos legales, los avances tecnológicos, las prácticas de la industria y el posible uso del sitio. Dado que estas estimaciones son específicas para los sitios involucrados, existen muchos supuestos individuales que subyacen al total de pasivos por desmantelamiento y ambientales de la Compañía. Estos supuestos individuales pueden estar sujetos a cambios según la experiencia. Las tecnologías y los costos de restauración cambian constantemente, al igual que las consideraciones regulatorias, políticas, ambientales, de seguridad y de relaciones públicas. La Compañía estima los costos futuros de desmantelamiento y ambientales basándose en las estimaciones actuales ajustadas por la inflación. Esta estimación de inflación también está sujeta a la incertidumbre de la gerencia.

Impuestos corrientes y diferidos
La Compañía sigue el método del pasivo para la contabilización de los impuestos sobre la renta. Bajo este método, los activos y pasivos por impuestos futuros se determinan en función de las diferencias entre la base financiera y la base fiscal de los activos y pasivos, y se miden utilizando las tasas impositivas y leyes sustancialmente promulgadas que estarán vigentes cuando se espere que las diferencias se reviertan. El efecto de un cambio en las tasas de impuestos sobre la renta sobre los pasivos y activos por impuestos diferidos se reconoce en el resultado neto en el periodo en que ocurre el cambio. Los activos por impuestos diferidos solo se reconocen en la medida en que sea probable que se disponga de suficiente renta gravable futura en la jurisdicción aplicable para permitir que los activos por impuestos diferidos se realicen.

La determinación de los pasivos por impuestos sobre la renta y otros impuestos de la Compañía requiere la interpretación de leyes y regulaciones complejas de múltiples jurisdicciones. Las tasas también se ven afectadas por cambios legislativos. Todas las declaraciones de impuestos están sujetas a auditoría y posible reevaluación después del transcurso de un tiempo considerable. En consecuencia, el pasivo real por impuesto sobre la renta puede diferir significativamente del estimado y registrado en los estados financieros. Las estimaciones del impuesto sobre la renta corriente para los periodos intermedios también están sujetas a incertidumbre adicional. Una variedad de factores no pueden conocerse hasta el cierre del año y, por lo tanto, se utilizan estimaciones para las provisiones de impuestos corrientes de los periodos intermedios.

Compensación basada en acciones
La Compañía registra el gasto de compensación basada en acciones utilizando el método de valor razonable. El valor razonable de una opción se calcula en la fecha de concesión y se contabiliza como gasto de manera equitativa durante el periodo de consolidación de la opción. La Compañía registra la compensación acumulada basada en opciones sobre acciones como excedente aportado. Cuando se ejercen las opciones, se reduce el excedente aportado y se aumenta el capital social por el monto de la compensación acumulada basada en acciones para la opción ejercida. Cualquier contraprestación recibida por el ejercicio de opciones sobre acciones se acredita al capital social. La determinación del gasto de compensación basada en acciones se basa en supuestos relacionados con la volatilidad de las acciones, las tasas de interés libres de riesgo y la vida esperada de las opciones. Estos supuestos, por su naturaleza, están sujetos a incertidumbre en la medición.

El valor razonable de las CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de emisión, y se reconoce como gasto durante el periodo de consolidación de las CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las CosRSU, CosPSU, LDRSU y LDPSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad.

Las CosPSU y LDPSU pueden otorgarse con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Basado en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2x a las CosPSU y LDPSU elegibles para consolidarse al final del periodo de desempeño. El gasto reconocido durante el periodo de consolidación de las CosPSU y LDPSU es el valor razonable de las CosPSU y LDPSU con un factor de ajuste estimado.

El valor razonable de las CRSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de emisión y se reconoce como gasto durante el periodo de consolidación de las CRSU. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor razonable de las CRSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad.

El valor razonable de una DSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio promedio ponderado de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Compañía inmediatamente antes de la fecha de emisión y se reconoce como gasto inmediatamente. De acuerdo con el método de valor razonable, los aumentos o disminuciones en el valor

razonable de las DSU dan lugar a correspondiente en el pasivo registrado. La compensación acumulada por un derecho que caduca se ajusta disminuyendo el costo de compensación en el periodo en que ocurre la caducidad.

Goodwill
El Goodwill representa el exceso del precio de compra sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos y se somete a una evaluación de deterioro al 31 de diciembre de cada año. Para realizar la prueba de deterioro, el Goodwill se asigna a cada una de las UGE de la Compañía, o grupos de UGE, que se espera que se beneficien de la adquisición y se somete a pruebas como se describe en la política de deterioro de la Compañía. El monto recuperable de un activo o una UGE es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos de enajenación ("FVLCD").

El valor en uso se determina estimando el valor presente de los flujos de efectivo netos futuros que se espera que se deriven del uso continuo del activo o UGE. El FVLCD se basa en la información de mercado disponible, cuando corresponda. En ausencia de dicha información, el FVLCD se determina utilizando flujos de efectivo netos futuros descontados de reservas probadas más probables utilizando precios y costos proyectados. Una revisión a la baja en las estimaciones de reservas podría dar lugar al reconocimiento de un cargo por deterioro del Goodwill en el resultado neto.

Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos y están sujetos a cambios a medida que se dispone de nueva información, incluyendo información sobre los precios futuros de las materias primas, los volúmenes de producción esperados, la cantidad de reservas y las tasas de descuento, así como los costos futuros de desarrollo y operación. Los cambios en los supuestos utilizados para determinar el monto recuperable podrían afectar el valor en libros de los activos y UGE relacionados.

Pasivos derivados
Los contratos de gestión de riesgos se reconocen inicialmente a su valor razonable en la fecha en que se suscribe un contrato de derivados y se vuelven a medir a su valor razonable en cada fecha de presentación de información posterior. El valor razonable del contrato de gestión de riesgos en el reconocimiento inicial es normalmente el precio de la transacción. Posterior al reconocimiento inicial, el valor razonable se basa en el precio de mercado cotizado cuando esté disponible en mercados activos; de lo contrario, los valores razonables se estiman en función de los precios de mercado en la fecha de presentación de información para activos o pasivos similares con términos y condiciones similares.

Asuntos Legales, Remediación Ambiental y Otros Asuntos Contingentes
Con respecto a estos asuntos, la Compañía debe determinar tanto si una pérdida es probable, basándose en el juicio y la interpretación de las leyes y regulaciones, como si dicha pérdida puede estimarse razonablemente. Cuando se determina dicha pérdida, se reconoce en el resultado neto. La gerencia monitorea continuamente los asuntos contingentes conocidos y potenciales y realiza las provisiones apropiadas mediante cargos al resultado neto cuando las circunstancias lo justifican.

DIRECTORES

Wayne Foo
Presidente de la Junta

Glenn McNamara
Vicepresidente de la Junta

Lynn Azar

Alberto Consuegra

Sigmund Cornelius

Mona Jasinski

Jeff Lawson

G.R. (Bob) MacDougall

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

FUNCIONARIOS Y EJECUTIVOS SENIOR

Imad Mohsen
Presidente y Director Ejecutivo

Daniel Ferreiro
Presidente y Gerente de País, Parex Resources (Colombia) AG Sucursal

Cameron Grainger
Director Financiero

Eric Furlan
Director de Operaciones

Mike Kruchten
Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa

Joshua Share
Vicepresidente Senior, Servicios Corporativos

Katie Bernard
Vicepresidente, Nuevos Negocios

SEDE CORPORATIVA

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower 585 8 Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canadá T2P 1G1

Tel.: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OFICINAS OPERATIVAS

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611, Edificio Teleport, Torre A Bogotá, Colombia

Tel.: +57 (601) 841-8457

AUDITORES

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

ASESOR LEGAL

Burnet, Duckworth & Palmer LLP
Calgary, Alberta

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADOR

Odyssey Trust Company
Calgary, Alberta

EVALUADORES DE RESERVAS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

RELACIONES CON INVERSIONISTAS

Michael Kruchten
Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa

Tel.: 403-517-1733

Steven Eirich
Asesor Senior de Relaciones con Inversionistas y Comunicaciones

Tel.: 587-293-3286

Correo electrónico:
investor.relations@parexresources.com
Sitio web: www.parexresources.com

ABREVIATURAS

Petróleo y Líquidos de Gas Natural

bbl(s)	barril(es)
mbbls	miles de barriles
bbl(s)/d	barriles de petróleo por día
BOE o boe	barril de petróleo equivalente, utilizando el factor de conversión de 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barriles de petróleo equivalente por día
mcf	mil pies cúbicos
mcf/d	mil pies cúbicos por día

Otros

WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
kms	Kilómetros
FFO	Flujo de fondos generado por las operaciones

Los "BOE" pueden ser engañosos, particularmente si se utilizan de forma aislada. Una relación de conversión de BOE de seis mil pies cúbicos de gas natural a un barril de petróleo equivalente (6 mcf: 1 bbl) se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo.

CONDENSED INTERIM CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Consolidated Balance Sheets (unaudited)

As at (thousands of United States dollars)	NOTE		June 30, 2026		December 31, 2025
ASSETS					
Current assets					
Cash and cash equivalents	**23**	**$**	**163,286**	$	58,328
Restricted cash and cash equivalents	**23**		**6,120**		5,424
Accounts receivable	**5**		**151,485**		78,329
Prepaids and other current assets			**35,506**		13,357
Marketable securities	**6**		**55,375**		45,090
Derivative financial instruments	**25**		**3,874**		776
Current income tax receivable			**145,149**		68,363
Short-term inventory	**7**		**41,452**		4,327
			602,247		273,994
Exploration and evaluation	**10**		**260,751**		161,125
Property, plant and equipment	**11**		**2,595,243**		1,500,213
Long-term inventory	**12**		**167,366**		175,426
Other long-term assets	**23**		**50,432**		14,629
Deferred tax asset			**486,039**		142,253
Goodwill			**73,452**		73,452
		$	**4,235,530**	$	2,341,092
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY					
Current liabilities					
Accounts payable and accrued liabilities		**$**	**608,873**		235,809
Current portion of customer prepayments	**13**	**$**	**48,889**		—
Current portion of decommissioning and environmental liabilities	**16**		**27,707**		10,158
			685,469		245,967
Customer prepayments	**13**		**31,111**		—
Debt	**14**		**792,265**		33,000
Lease obligations	**15**		**17,728**		7,814
Decommissioning and environmental liabilities	**16**		**313,856**		79,007
Cash settled share-based compensation liabilities	**17**		**11,471**		15,228
Other long-term liabilities			**31,906**		7,143
			1,883,806		388,159
Shareholders' equity					
Share capital	**18**		**624,657**		621,062
Contributed surplus			**20,469**		20,738
Retained earnings			**1,706,598**		1,311,133
			2,351,724		1,952,933
		$	**4,235,530**	$	2,341,092

Commitments and Contingencies (note 27)
Subsequent Events (note 28)
See accompanying Notes to the Condensed Interim Consolidated Financial Statements

Approved by the Board:

"signed"	"signed"
Sigmund Cornelius	Bob MacDougall
Director	Director

Consolidated Statements of Net Income and Comprehensive Income (unaudited)

(thousands of United States dollars, except per share amounts)	NOTE	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Oil and natural gas sales	19	**$ 466,016**	$ 239,070	**$ 737,393**	$ 504,705
Royalties		**(72,961)**	(30,913)	**(109,749)**	(67,318)
Net revenue		**393,055**	208,157	**627,644**	437,387
Other revenue	19	**2,909**	2,319	**4,664**	4,831
Commodity risk management contracts gain (loss)	25	**(76)**	1,530	**(31,897)**	967
Revenue		**395,888**	212,006	**600,411**	443,185
Expenses					
Production		**90,766**	49,492	**148,082**	106,350
Transportation		**34,019**	17,421	**54,276**	34,239
Purchased crude oil		**36,709**	(30)	**36,756**	162
General and administrative		**23,412**	16,684	**45,839**	34,455
Unrealized (gain) loss on marketable securities	6	**2,433**	—	**(10,285)**	—
Transaction costs	8	**28,390**	—	**29,000**	—
Gain on acquisition	8	**(302,483)**	—	**(302,483)**	—
Depletion, depreciation and amortization	11	**62,382**	47,949	**113,671**	98,368
Cash settled share-based compensation (recovery) expense	17	**(606)**	6,294	**17,887**	8,206
Equity settled share-based compensation expense	18	**265**	182	**439**	362
Other expense	20	**8,970**	12,453	**26,327**	13,600
Foreign exchange gain		**(4,568)**	(2,037)	**(2,481)**	(3,621)
		(20,311)	148,408	**157,028**	292,121
Finance (income)	21	**(2,740)**	(612)	**(6,144)**	(1,909)
Finance expense	21	**17,219**	5,474	**23,984**	10,530
Net finance expense		**14,479**	4,862	**17,840**	8,621
Income before income taxes		**401,720**	58,736	**425,543**	142,443
Income tax expense					
Current tax expense		**16,889**	9,245	**17,960**	21,132
Deferred tax (recovery) expense		**(59,465)**	378	**(41,302)**	(8,431)
		(42,576)	9,623	**(23,342)**	12,701
Net income and comprehensive income for the period		**$ 444,296**	$ 49,113	**$ 448,885**	$ 129,742
Basic net income per common share	22	**$ 4.62**	$ 0.50	**$ 4.67**	$ 1.33
Diluted net income per common share	22	**$ 4.61**	$ 0.50	**$ 4.66**	$ 1.33

See accompanying Notes to the Condensed Interim Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Changes in Equity (unaudited)

For the six months ended June 30, (thousands of United States dollars)		**2026**		2025
Share capital				
Balance, beginning of period	**$**	**621,062**	$	632,899
Issuance of common shares under equity-settled plans		**3,595**		—
Repurchase of shares		**—**		(5,733)
Balance, end of period	**$**	**624,657**	$	627,166
Contributed surplus				
Balance, beginning of period	**$**	**20,738**	$	20,024
Share-based compensation		**439**		362
Options exercised		**(708)**		—
Balance, end of period	**$**	**20,469**	$	20,386
Retained earnings				
Balance, beginning of period	**$**	**1,311,133**	$	1,178,398
Net income for the period		**448,885**		129,742
Repurchase of shares		**—**		(5,531)
Dividends		**(53,420)**		(53,926)
Balance, end of period	**$**	**1,706,598**	$	1,248,683
	$	**2,351,724**	$	1,896,235

See accompanying Notes to the Condensed Interim Consolidated Financial Statements

Consolidated Statements of Cash Flows (unaudited)

(thousands of United States dollars)	NOTE	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Operating activities					
Net income		**$ 444,296**	$ 49,113	**$ 448,885**	$ 129,742
Add (deduct) non-cash items					
Unrealized (gain) loss on marketable securities	**6**	**2,433**	—	**(10,285)**	—
Gain on acquisition	**8**	**(302,483)**	—	**(302,483)**	—
Non-cash inventory fair value adjustment	**8**	**9,365**	–	**9,365**	–
Depletion, depreciation and amortization	**11**	**62,382**	47,949	**113,671**	98,368
Cash settled share-based compensation expense (recovery)	**17**	**(606)**	6,294	**17,887**	8,206
Equity settled share-based compensation expense	**18**	**265**	182	**439**	362
Non-cash other expense	**20**	**4,955**	374	**5,254**	580
Non-cash finance expense	**21**	**3,764**	3,262	**6,882**	6,386
Deferred tax (recovery) expense		**(59,465)**	378	**(41,302)**	(8,431)
Unrealized foreign exchange gain		**(2,217)**	(2,369)	**(1,507)**	(7,288)
Unrealized gain on commodity risk management contracts	**25**	**(30,635)**	(362)	**(1,050)**	(1,160)
Net change in assets and liabilities	**23**	**67,181**	37,821	**(22,435)**	3,255
Cash provided by operating activities		**199,235**	142,642	**223,321**	230,020
Investing activities					
Exploration and evaluation expenditures	**10**	**(64,562)**	(39,623)	**(107,323)**	(51,726)
Property, plant and equipment expenditures	**11**	**(69,131)**	(49,067)	**(117,413)**	(94,018)
Long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**12**	**1,243**	3,667	**8,060**	8,315
Business acquisition, net of cash acquired	**8**	**(232,179)**	—	**(307,179)**	—
Property acquisition	**9**	**—**	—	**—**	(15,968)
Net change in non-cash working capital	**23**	**9,976**	25,885	**14,545**	31,244
Cash (used in) investing activities		**(354,653)**	(59,138)	**(509,310)**	(122,153)
Financing activities					
Issuance of unsecured notes, proceeds	**14**	**500,000**	—	**500,000**	—
Issuance costs of unsecured notes	**14**	**(15,380)**	—	**(15,380)**	—
Bank debt repayment	**14**	**(175,200)**	(32,000)	**(33,000)**	(42,000)
Payments on lease obligations	**15**	**(1,699)**	(172)	**(2,314)**	(218)
Dividends	**18**	**(26,483)**	(27,561)	**(53,420)**	(53,926)
Common shares repurchased	**18**	**—**	(6,025)	**—**	(11,264)
Issuance of common shares under equity-settled plans	**18**	**916**	—	**2,887**	—
Net change in non-cash working capital	**23**	**—**	(1,331)	**—**	(1,228)
Cash provided by (used in) financing activities		**282,154**	(67,089)	**398,773**	(108,636)
Increase (decrease) in cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents for the period		**126,736**	16,415	**112,784**	(769)
Impact of foreign exchange on foreign currency-denominated cash balances		**4,944**	928	**5,525**	2,482
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, beginning of period	**23**	**50,572**	86,157	**63,943**	101,787
Cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents, end of period	**23**	**$ 182,252**	$ 103,500	**$ 182,252**	$ 103,500

Supplemental Disclosure of Cash Flow Information (note 23)

See accompanying Notes to the Condensed Interim Consolidated Financial Statements

1. Corporate Information

Parex Resources Inc. and its subsidiaries ("Parex" or "the Company") are in the business of the exploration, development, production and marketing of oil and natural gas in Colombia.

Parex Resources Inc. is a publicly traded company, incorporated and domiciled in Canada. Its registered office is at 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. The Company was incorporated on August 17, 2009, pursuant to the Business Corporations Act (Alberta).

The condensed interim consolidated financial statements were approved by the Board of Directors on July 30, 2026.

2. Basis of Presentation and Material Accounting Policies

a) Statement of compliance

The condensed interim consolidated financial statements for the three and six months ended June 30, 2026 has been prepared in accordance with IAS 34, 'Interim financial reporting'. The condensed interim consolidated financial statements should be read in conjunction with the annual financial statements for the year ended December 31, 2025, which have been prepared by management in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS Accounting Standards").

The policies applied in these condensed interim consolidated financial statements are based on IFRS Accounting Standards issued and outstanding as of July 30, 2026, the date the Board of Directors approved the condensed interim consolidated financial statements.

b) Basis of measurement

The condensed interim consolidated financial statements have been prepared under the historical cost convention, except for those items which are measured at fair value as discussed in note 4 - Determination of Fair Values.

c) Use of management estimates, judgments and measurement uncertainty

The timely preparation of the condensed interim consolidated financial statements requires that management make estimates and use judgment regarding the reported amounts of assets and liabilities and the disclosure of contingent assets and liabilities as at the date of the condensed interim consolidated financial statements and the reported amounts of revenues and expenses during the period. Such estimates primarily relate to unsettled transactions and events as at the date of the condensed interim consolidated financial statements. Accordingly, actual results could differ from estimated amounts as future confirming events occur.

In preparing these condensed interim consolidated financial statements, the significant judgements made by management in applying the group's accounting policies and the key sources of estimation uncertainty were the same as those applied to the consolidated financial statements for the year ended December 31, 2025.

3. Summary of Material Accounting Policies

The accounting policies adopted are consistent with those of the previous financial year as described in note 3 of the Company's consolidated financial statements for the year ended December 31, 2025 with the addition of the below Amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures.*

On January 1, 2026, the Company adopted the amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures* in the interim period ending March 31, 2026. The amendments for disclosures relate to settling financial liabilities using an electronic payment system and assessing contractual cash flow characteristics of financial assets. There was not a material effect to the Company's condensed interim consolidated financial statements. The Company has applied the election to deem financial liabilities settled in cash using an electronic payment system to be discharged before the settlement date. The amendments have been applied retrospectively with no restatement of comparative information, in accordance with transition requirements on initial application of IFRS 9. There is no adjustment to the opening balance of cash and cash equivalents in the consolidated statements of cash flows.

In addition, due to the acquisition of Frontera Petroleum International Holdings B.V. (see Note 8 - Business Combination), the following additional accounting policies have been updated:

Subsidiaries:
Frontera Energy Colombia AG has been identified as an additional principal operating subsidiary. Frontera Energy AG is incorporated in Switzerland and its principle business activity is oil and natural gas exploration and development in Colombia. Parex has 100% ownership of this subsidiary.

Customer prepayments:
The Company recognizes each contract in the statement of financial position as either a contract asset or a contract liability, based on the relationship between the Company's performance under the contract and the consideration received from the customer. Additionally, when a customer pays consideration, or when the Company has an unconditional right to consideration (i.e., a receivable) before transferring goods or services, the entity shall present the amount as a contract liability or customer prepayment in the statement of financial position (see Note 13 - Customer Prepayments). This classification applies at the earlier of the payment date or the date the payment becomes due. Financing components embedded in customer prepayment arrangements are recognized using the effective interest method over the term of the agreement when significant financing components exist.

In addition, due to the recognition of Equity tax in the current period, the following additional accounting policy has been updated:

Equity tax:
Equity tax represents a tax imposed by the Colombian Government on entities whose net equity exceeds a prescribed threshold as of a specified measurement date. The tax is recognized as an expense when the obligating event occurs and the amount can be reliably estimated. The related liability is measured based on the applicable tax rate applied to taxable net equity, considering enacted or substantively enacted tax legislation at the reporting date. Equity tax is recognized in profit or loss and is not included in income tax expense unless required by applicable tax legislation (see Note 20 - Other Expense).

Standards Issued but not yet Effective

i) IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements
In April 2024, the IASB issued IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements ("IFRS 18") which will replace IAS 1 and includes requirements for all entities applying IFRS for the presentation and disclosure of information in the financial statements. IFRS 18 will introduce new totals, subtotals and categories for income and expenses in the statement of income, as well as requiring disclosure about management-defined performance measures ("MPMs") and additional requirements regarding the aggregation and disaggregation of certain information. The new guidance is expected to improve the usefulness of information presented and disclosed in the financial statements of companies. IFRS 18 will be effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027, with early adoption permitted, and it must be adopted on a retrospective basis.

Parex is currently assessing the impact of this new IFRS accounting standard on its consolidated financial statements. Throughout 2026, Parex will assess system changes, draft and finalize financial statements to quantify the impact of changes, MPMs and related disclosures ahead of the 2027 effective date.

4. Determination of Fair Values

The methods used in the determination of fair value, for financial and non-financial assets and liabilities have not changed from the previous financial year. Refer to note 4 of the December 31, 2025 consolidated financial statements for details concerning determination of fair values.

5. Accounts Receivable

		June 30, 2026		December 31, 2025
Trade receivables	**$**	**105,162**	$	72,317
Receivables from partners		**30,323**		—
Value added taxes (VAT)		**16,000**		6,012
	$	**151,485**	$	78,329

Trade receivables consist primarily of oil sale receivables related to the Company's oil sales. Receivables from partners primarily relate to amounts recoverable from joint venture partners for their share of costs incurred under joint operations. VAT receivable consists of value-added taxes paid on Colombian oil and gas operating, capital, and administrative expenditures that are recoverable from the Colombian tax authorities. All accounts receivable are expected to be received within twelve months and are thus recognized as current assets.

6. Marketable Securities

		June 30, 2026		December 31, 2025
Marketable securities	**$**	**55,375**	$	45,090

In 2025, the Company acquired 6,084,986 common shares of GeoPark Ltd (NYSE: GPRK) for aggregate consideration of $40.5 million ($6.65 per share). The fair value of these shares at June 30, 2026 was $55.4 million, resulting in an unrealized gain of $10.3 million, which is recorded in the consolidated statements of net income and comprehensive income.

7. Short-term Inventory

		June 30, 2026		December 31, 2025
Crude oil inventory	**$**	**26,220**	$	4,327
Materials inventory		**15,232**		—
Total	**$**	**41,452**	$	4,327

Crude oil inventory consists of crude injected into pipelines and stored in tanks at the balance sheet date and is valued at the lower of cost using the weighted average cost method and net realizable value. Costs include direct and indirect expenditures incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

Materials inventory consists of materials used in operations and is valued at the lower of cost and net realizable value.

8. Business Combination

Frontera Transaction

On June 1, 2026, the Company closed its previously announced acquisition of all the Colombian exploration and production assets of Frontera Energy Corporation, pursuant to which the Company, through a wholly-owned subsidiary, acquired 100% of the issued and outstanding shares of Frontera Petroleum International Holdings B.V., which holds all of Frontera's exploration and production assets in Colombia, for cash consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million (the "Frontera Transaction"). The Frontera Transaction was funded with the proceeds from the Company's issuance of senior unsecured notes, see Note 14 - Debt for details.

The contingent consideration is payable to Frontera if, within 12 months following the closing of the Frontera Transaction, the Company obtains a contractual amendment or other binding agreement extending the term of the Quifa Association Contract. At the acquisition date, the contingent consideration was recognized at its estimated fair value of $12.5 million, reflecting management's probability-weighted assessment of the payment condition being satisfied. As any payment, if triggered, is expected within 12 months of the acquisition date, the effect of discounting was not material.

The fair value measurement of the contingent consideration is classified within Level 3 of the fair value hierarchy because it uses significant unobservable inputs, principally the probability of obtaining the required contractual extension. The contingent consideration was remeasured at June 30, 2026, with no change in its fair value recognized during the period.

IFRS 3 requires the amounts to record for the underlying assets and liabilities acquired to be determined at the closing date (the "acquisition date") whereas the consideration for the business was negotiated earlier and voted on by the Frontera shareholders April 30, 2026. Furthermore, deferred tax assets are recorded at undiscounted amounts based on temporary differences existing at the acquisition date and are therefore not recorded at fair value under IFRS. The tax basis of the underlying assets acquired is in Colombian pesos which differs from the functional currency of the company and due to volatility in currencies this also significantly increased the US dollar equivalent value of the tax pools at the acquisition date relative to the time when the purchase was negotiated. As a result, the Company has estimated that the deferred tax assets contributed to the recognition of a bargain purchase gain approximating the deferred tax assets recognized.

The consolidated statements of net income and comprehensive income include results of operations of the Frontera Transaction since the closing date of June 1, 2026. The Company incurred transaction costs in connection with the Frontera Transaction of $28.4 million and $29.0 million for the three and six months ended June 30, 2026 respectively, which are expensed as incurred and presented in the consolidated statements of net income and comprehensive income.

The below amounts are estimates which were made by management at the time of the preparation of these condensed interim consolidated financial statements based on information then available. Amendments may be made to these amounts as values subject to estimate are finalized for a period of up to one year. The pro forma information disclosed below is presented for informational purposes only and is not necessarily indicative of the results that would have been achieved had the Frontera Transaction occurred on January 1, 2026, nor is it indicative of future results.

The key assumptions used in the business combination to calculate the purchase price allocation include reserve estimates of proved plus probable reserves acquired that are based on production forecasts, future commodity prices, future development costs and future production costs.

As a result of the acquisition, the Company recognized a bargain purchase gain of $302.5 million, representing the excess of the fair value of the identifiable net assets acquired over the consideration transferred. The bargain purchase gain was recognized in the consolidated statements of net income and comprehensive income.

Before recognizing the bargain purchase gain, the Company assessed the completeness and accuracy of the assets acquired, liabilities assumed and consideration transferred, including the valuation methodologies and key assumptions applied in determining acquisition-date fair values, in accordance with IFRS 3.

The following table summarizes the recognizable assets acquired, liabilities assumed and consideration paid pursuant to the Frontera Transaction:

Assets acquired and liabilities assumed		
Assets		
Cash and cash equivalents	$	165,859
Restricted cash and cash equivalents		10,657
Accounts receivables		84,094
Prepaids and other current assets		11,181
Short-term inventory		67,569
Current income tax receivable		61,927
Exploration and evaluation assets		11,089
Property, plant and equipment		986,557
Right-of-use-asset		16,003
Other long-term assets		18,198
Deferred tax asset		302,483
Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities		(344,031)
Derivative financial instruments		(1,282)
Long-term debt - unsecured notes		(307,311)
Customer prepayments		(80,300)
Lease obligations		(16,003)
Decommissioning and environmental liabilities		(179,999)
Other long-term liabilities		(8,013)
Net assets acquired	**$**	**798,678**
Consideration transferred		(496,195)
Bargain purchase gain	**$**	**302,483**

Consideration for the acquisition		
Base purchase price	$	500,000
Purchase price adjustments		(16,305)
Cash consideration paid at closing		483,695
Fair value of contingent consideration		12,500
Total consideration	**$**	**496,195**
Cash paid	$	483,695
Less: Cash and cash equivalents acquired		(176,516)
Net cash outflow on acquisition	**$**	**307,179**

The pro forma results for the six month period ended June 30, 2026 are shown below, as if the Frontera Transaction had occurred on January 1, 2026. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	1,205,557
Net revenue less direct costs	$	569,531

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of net income and comprehensive income for the six months ended June 30, 2026 includes $129.5 million of oil and natural gas sales attributable to the assets acquired since the Frontera Transaction. Revenue less direct costs for the six months ended June 30, 2026 attributable to the assets acquired since the Frontera Transaction is $39.7 million.

9. Property Acquisition

On March 14, 2025, Parex, through a foreign subsidiary, acquired an additional 25% working interest in the Azogue field in the LLA-32 Block and 12.5% working interest in the remainder of the LLA-32 Block (the "LLA-32 Acquisition") resulting in 100% working interest in the Block for the Company. The Company paid total net consideration of $16.0 million.

The consolidated statements of net income and comprehensive income includes results of operation of the LLA-32 Acquisition since the closing date of March 14, 2025. There were no transaction costs associated with the LLA-32 Acquisition.

This transaction has been accounted for using the acquisition method whereby the assets acquired and the liabilities assumed are recorded at fair values. As the fair value of the identifiable assets was determined to equal the purchase price, no goodwill arose on the transaction. The following table summarizes the recognizable assets acquired and consideration paid pursuant to the acquisition:

Assets acquired and liabilities assumed		
PP&E	$	16,788
Decommissioning liabilities		(820)
	$	15,968

Consideration for the acquisition		
Purchase price	$	19,000
Purchase price adjustments		(3,032)
Net consideration	$	15,968
Cash paid	$	14,970
Working capital adjustments		998
Total consideration paid	**$**	**15,968**

No working capital was included in the assets acquired.

The pro forma results for the six month period ended June 30, 2025 are shown below, as if the LLA-32 Acquisition had occurred on January 1, 2025. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	508,468
Net revenue less direct costs	$	299,815

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of net income and comprehensive income for the six months ended June 30, 2025 includes $11.3 million of oil sales attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition. Revenue less direct costs for the six months ended June 30, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is $7.3 million.

10. Exploration and Evaluation Assets

Cost		
Balance at December 31, 2024	**$**	**116,928**
Additions and transfers from long-term inventory		109,730
Transfers to PP&E		(60,020)
Changes in decommissioning liability		5,627
Exploration and evaluation impairment		(11,140)
Balance at December 31, 2025	**$**	**161,125**
Additions and transfers from long-term inventory		107,323
Acquired on close of business combination - Note 8		11,089
Transfers to PP&E		(28,961)
Changes in decommissioning liability		10,175
Balance at June 30, 2026	**$**	**260,751**

Exploration and Evaluation ("E&E") assets consist of the Company's exploration projects which are pending either the determination of proved or probable reserves or impairment. Additions and transfers of $107.3 million for the six months ended June 30, 2026 represent the Company's share of costs incurred on E&E assets during the period. During the six months ended June 30, 2026, $29.0 million of E&E assets were transferred to PP&E related to Block LLA-111.

For the six months ended June 30, 2026 $1.1 million of general and administrative costs (six months ended June 30, 2025 - $1.2 million) have been capitalized in respect of exploration and evaluation activities during the current period.

At June 30, 2026 and December 31, 2025 the Company did not have any E&E assets in Canada.

At June 30, 2026 there were no indicators of impairment noted.

11. Property, Plant and Equipment

	Canada	Colombia	Total
Cost			
Balance at December 31, 2024	**$ 21,432**	**$ 3,756,897**	**$ 3,778,329**
Additions and transfers from long-term inventory	1,340	199,255	200,595
Right-of-use-asset addition (non-cash)	—	4,338	4,338
Transfers from E&E assets	—	60,020	60,020
Additions related to property acquisition - Note 9	—	16,788	16,788
Changes in decommissioning and environmental liability	—	372	372
Balance at December 31, 2025	**$ 22,772**	**$ 4,037,670**	**$ 4,060,442**
Additions and transfers from long-term inventory	411	117,002	117,413
Right-of-use-asset addition (non-cash) - Note 8	—	16,003	16,003
Transfers from E&E assets	—	28,961	28,961
Acquired on close of business combination - Note 8	—	986,557	986,557
Changes in decommissioning and environmental liability	—	59,584	59,584
Balance at June 30, 2026	**$ 23,183**	**$ 5,245,777**	**$ 5,268,960**
Accumulated Depreciation, Depletion and Amortization			
Balance at December 31, 2024	**$ 12,513**	**$ 2,346,515**	**$ 2,359,028**
Depletion and depreciation for the year	2,312	196,701	199,013
Depreciation - Right-of-use-asset	740	652	1,392
DD&A included in crude oil inventory costing	—	796	796
Balance at December 31, 2025	**$ 15,565**	**$ 2,544,664**	**$ 2,560,229**
Depletion and depreciation for the period	1,158	111,231	112,389
Depreciation - Right-of-use-asset	377	905	1,282
DD&A included in crude oil inventory costing	—	(183)	(183)
Balance at June 30, 2026	**$ 17,100**	**$ 2,656,617**	**$ 2,673,717**
Net book value:			
As at December 31, 2024	$ 8,919	$ 1,410,382	$ 1,419,301
As at December 31, 2025	$ 7,207	$ 1,493,006	$ 1,500,213
As at June 30, 2026	**$ 6,083**	**$ 2,589,160**	**$ 2,595,243**

In the six months ended June 30, 2026 property, plant and equipment ("PPE") additions of $117.4 million mainly relate to drilling and facility costs in Colombia. During the six months ended June 30, 2026, $29.0 million of E&E assets were transferred to PP&E related to Block LLA-111.

For the six months ended June 30, 2026 future development costs of $836.0 million (six months ended June 30, 2025 - $378.0 million) were included in the depletion calculation for development and production assets. For the six months ended June 30, 2026 $3.7 million of general and administrative costs (six months ended June 30, 2025 - $3.6 million) have been capitalized in respect of development and production activities during the current period.

At June 30, 2026 there were no indicators of impairment noted, or indicators requiring a reversal of previously recorded impairments.

12. Long-term Inventory

The Company has long-lead material inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment.

Cost		
Balance at December 31, 2024	**$**	**199,474**
Additions		10,441
Transfers to E&E and PP&E assets		(25,045)
Transfer to production costs		(1,787)
Sale of inventory		(1,187)
Impairment		(6,470)
Balance at December 31, 2025	**$**	**175,426**
Additions		7,224
Transfers to E&E and PP&E assets		(14,558)
Sale of inventory		(726)
Balance at June 30, 2026	**$**	**167,366**

For the six months ended June 30, 2026, long-term inventory additions were $7.2 million, $14.6 million of long-term inventory was incorporated into the costs of E&E and PP&E projects and $0.7 million of inventory was sold. At June 30, 2026 there were no indicators of impairment noted.

13. Customer prepayments

		June 30, 2026		December 31, 2025
Current portion of customer prepayments	**$**	**48,889**	$	—
Non-current portion of customer prepayments		**31,111**		—
Total customer prepayments	**$**	**80,000**	$	—

In conjunction with the Frontera Transaction, the Company assumed all of Frontera's obligations under its customer prepayments. In December 2025, Frontera entered into a 24-month agreement with Chevron Products Company ("Chevron") to supply 500,000 barrels of crude oil per month. An advance payment of $80 million was received and recorded as a customer prepayment, to be recognized as revenue upon monthly deliveries. The sales price will be based on the Brent reference price, adjusted for applicable differentials and discounts, and repayment of the prepayment amount will begin after a six-month grace period. The Company may request an additional $40 million advance for up to six months on a fully committed basis. Under the agreement, the prepayment amounts will be subject to a financial discount calculated at SOFR plus 4.25% per annum.

As at June 30, 2026, customer prepayments are principally attributable to the advance payment received under the crude oil supply agreement described above. As at June 30, 2026, the carrying value for customer prepayments was $80.0 million, which includes short-term prepayments of $48.9 million.

14. Debt

	June 30, 2026	December 31, 2025
2031 Unsecured notes	**$ 484,953**	$ —
2028 Unsecured notes	**307,312**	—
Total Unsecured notes	**792,265**	—
Credit facility	**—**	33,000
Total debt	**$ 792,265**	$ 33,000

Unsecured Notes

2031 Unsecured Notes

On May 11, 2026, in conjunction with the Frontera Transaction, the Company completed a $500.0 million private placement offering of senior unsecured notes due 2031 ("2031 Unsecured Notes") to fund the acquisition and for general corporate purposes. The notes were priced at par, bear interest at a rate of 8.50% per annum and mature on May 11, 2031, unless earlier redeemed or repurchased. The interest is payable semi-annually in arrears on November 11 and May 11 of each year, beginning on November 11, 2026. The carrying value for the 2031 Unsecured Notes as at June 30, 2026 was $485.0 million compared to the fair value of $508.0 million (Level 2 input).
Net proceeds from the sale of the Notes were $484.6 million, after deducting the initial offering expenses payable by the Company of $15.4 million.

Key covenants include a fixed charge test of not less than 2.25:1 and net debt to adjusted EBITDA test of 3.50:1 and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all key covenants at June 30, 2026.

2028 Unsecured Notes

In conjunction with the Frontera Transaction, the Company assumed all of Frontera's obligations under its $310.0 million aggregate principal amount of 7.875% senior unsecured notes due 2028 ("2028 Unsecured Notes") issued on June 21, 2021. The interest is payable semi-annually in arrears on June 21 and December 21 of each year, beginning on December 21, 2021. The 2028 Unsecured Notes will mature June 21, 2028, unless earlier redeemed or repurchased. The carrying value for the 2028 Unsecured Notes as at June 30, 2026 was $307.3 million compared to the fair value of $308.8 million (Level 2 input).

Key covenants include a fixed charge test of not less than 2.25:1 and net debt to adjusted EBITDA test of 3.25:1 and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all key covenants at June 30, 2026.

The 2028 and 2031 unsecured notes are subordinated to secured debt to the extent of the value of the assets securing such indebtedness.

Credit Facility

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks which at June 30, 2026 had a borrowing base of $240.0 million (December 31, 2025 - $240.0 million). The credit facility is intended to serve as means to increase liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. At June 30, 2026, there was no draw on the credit facility (at December 31, 2025 - $33.0 million was drawn). The undrawn capacity on the credit facility at June 30, 2026 was $240.0 million (December 31, 2025 - $207.0 million).

The credit facility bears interest and fees based in the following manner:
(i) advances on the revolving facility bear interest at rates per annum equal to U.S. Base Rate or SOFR plus applicable margins;
(ii) advances on the operating line bear interest at rates per annum equal to Canadian Prime Rate plus applicable margins; and
(iii) undrawn amounts bear a commitment fee.

The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 31, 2028. The next annual review is scheduled to occur in May 2027.

Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3.50:1, senior secured debt to adjusted EBITDA test of 3.00:1, and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all key covenants at June 30, 2026.

Refer to note 27 – Commitments and Contingencies for details regarding performance guarantees in place with the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH") and Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") in respect of exploration work commitments on the Company's Colombian concessions. These guarantees have been provided in the form of unsecured letters of credit issued by select Latin American banks with varying terms and are reduced from time to time to reflect work performed on the various blocks.

15. Lease Obligations

	Canada	Colombia	Total
Balance at December 31, 2024	**$ 4,071**	**$ 1,132**	**$ 5,203**
Additions	—	4,338	4,338
Interest expense	34	331	365
Lease payments	(586)	(531)	(1,117)
Foreign exchange loss	159	197	356
Balance at December 31, 2025	**$ 3,678**	**$ 5,467**	**$ 9,145**
Acquired on close of business combination - Note 8	—	16,003	16,003
Interest expense	16	431	447
Lease payments	(362)	(2,399)	(2,761)
Foreign exchange loss (gain)	(134)	216	82
Balance at June 30, 2026	**$ 3,198**	**$ 19,718**	**$ 22,916**
Current obligation	(739)	(4,449)	(5,188)
Long-term obligation	**$ 2,459**	**$ 15,269**	**$ 17,728**

In connection with the Frontera Transaction, the Company assumed Frontera's obligations under its existing lease arrangements. The leases relate to various properties, vehicles, power generation supply, including the arrangements associated to the CPE-6 Solar Plant and CPE-6 Battery Energy Storage System, and other assets.

16. Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2024	$ 68,469	$ 9,206	$ 77,675
Additions	6,407	3,275	9,682
Property acquisitions - Note 9	702	118	820
Settlements of obligations during the year	(5,877)	(3,635)	(9,512)
Loss (gain) on settlement of obligations	596	(449)	147
Accretion expense	8,160	962	9,122
Change in estimate - inflation and discount rates	(6,197)	(1,192)	(7,389)
Change in estimate - costs and timing of settlements	2,216	1,490	3,706
Foreign exchange loss	3,087	1,827	4,914
Balance, December 31, 2025	$ 77,563	$ 11,602	$ 89,165
Additions	10,772	2,723	13,495
Acquired on close of business combination - Note 8	156,249	23,750	179,999
Discount rate adjustment on obligations acquired	32,355	5,894	38,249
Settlements of obligations during the period	(8,614)	(2,450)	(11,064)
Gain on settlement of obligations	(1,046)	(175)	(1,221)
Accretion expense	5,442	826	6,268
Change in estimate - inflation and discount rates	17,830	4,264	22,094
Change in estimate - costs and timing of settlements	(5,014)	935	(4,079)
Foreign exchange loss	5,537	3,120	8,657
Balance, June 30, 2026	**$ 291,074**	**$ 50,489**	**$ 341,563**
Current obligation	(18,572)	(9,135)	(27,707)
Long-term obligation	**$ 272,502**	**$ 41,354**	**$ 313,856**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at June 30, 2026, the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $641.6 million as at June 30, 2026 (December 31, 2025 – $244.5 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2025 – 12.5% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $18.6 million (December 31, 2025 – $7.3 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $100.4 million as at June 30, 2026 (December 31, 2025 – $29.7 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2025 – 12.5% risk-free discount rate and a 4.0% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $9.1 million (December 31, 2025 – $2.8 million) that is classified as a current obligation.

17. Cash Settled Incentive Plans

a) Cash or Share Settled Restricted Share Units and Performance Share Units ("CosRSUs and CosPSUs")

The Company has in place a cash or share settled RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of RSUs and PSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise or the employee can elect to receive the award in Parex common shares. CosRSUs and CosPSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date.

CosRSU:	Number of CosRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/ CosRSU
Balance, December 31, 2024	1,162,252	—
Granted[1]	1,037,144	—
Exercised	(569,595)	—
Forfeited	(133,366)	—
Balance, December 31, 2025	1,496,435	—
Granted[1]	495,727	—
Exercised	(624,659)	—
Forfeited	(113,660)	—
Balance, June 30, 2026	**1,253,843**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

CosPSU:	Number of CosPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/ CosPSU
Balance, December 31, 2024	682,587	—
Granted[1]	156,917	—
Granted by performance factor	40,596	—
Exercised	(303,208)	—
Forfeited	(28,793)	—
Balance, December 31, 2025	548,099	—
Granted[1]	68,808	—
Granted by performance factor	235,720	—
Exercised	(532,633)	—
Forfeited	(68,555)	—
Balance, June 30, 2026	**251,439**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at June 30, 2026 and 2025, no CosRSUs and CosPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the six months ended June 30, 2026 was Cdn$26.26 per CosRSU and CosPSU (six months ended June 30, 2025 - Cdn$12.71 per CosRSU and CosPSU). The weighted average share price on the exercise date for CosRSUs and CosPSUs exercised during the six months ended June 30, 2026 was Cdn$21.95 (six months ended June 30, 2025 – Cdn$13.67).

Pursuant to the cash or share settled restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted cash or share settled performance share units to certain employees. The CosPSUs vest three years after the grant date. CosPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to CosPSUs eligible to vest at the end of the performance period. In March 2026 the board of directors approved a multiplier of 1.67X be applied to the 2023 CosPSU grant resulting in 235,720 CosPSUs issued. In March 2025 the board of directors approved a multiplier of 1.15X be applied to the 2022 CosPSU grant resulting in 40,596 CosPSUs issued.

Obligations for payments of cash under the CosRSUs and CosPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CosRSUs and CosPSUs. The fair value of CosRSUs and CosPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at June 30, 2026, the total CosRSUs and CosPSUs liability accrued is $8.3 million (December 31, 2025 - $18.8 million) of which $2.8 million (December 31, 2025 - $4.5 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

b) Long Duration Restricted Share Units and Performance Share Units ("LDRSUs and LDPSUs")

In May 2024, Parex put in place the new long duration RSU/PSU incentive plan. This plan provides for the issuance of LDRSUs and LDPSUs to certain employees of Parex Canada. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise, or the employee can elect to receive the award in common shares. LDRSUs vest over a three-year period and expire ten years from the date of grant. LDPSUs vest three years after the grant date and expire ten years after the grant date.

LDRSU:	Number of LDRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/ LDRSU
Balance, December 31, 2024	102,495	—
Granted[(1)]	208,953	—
Balance, December 31, 2025	311,448	—
Granted[(1)]	104,705	—
Exercised	(14,500)	—
Balance, June 30, 2026	**401,653**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

LDPSU:	Number of LDPSUs	Weighted average exercise price Cdn$/ LDPSU
Balance, December 31, 2024	208,577	—
Granted[(1)]	414,321	—
Balance, December 31, 2025	622,898	—
Granted[(1)]	210,255	—
Balance, June 30, 2026	**833,153**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

As at June 30, 2026 129,578 LDRSUs and no LDPSUs were vested. As at June 30, 2025 36,779 LDRSUs and no LDPSUs were vested.

The weighted average fair value at the grant date for the six months ended June 30, 2026 was Cdn$26.32 per LDRSU and LDPSU (six months ended June 30, 2025 - Cdn$12.75 per LDRSU and LDPSU). The weighted average share price on the exercise date for LDRSUs exercised during the six months ended June 30, 2026 was Cdn$25.30.

Pursuant to the long duration restricted share unit and performance share unit plan, the Company has granted performance share units to certain employees. The LDPSUs vest three years after the grant date and expire ten years after the grant date. LDPSUs may be granted with certain performance measures, specified at the grant date as determined by the Company's Board of Directors. Based upon the achievement of the performance measures, a pre-determined adjustment factor of between 0-2x is applied to LDPSUs eligible to vest at the end of the performance period.

Obligations for payments of cash under the LDRSUs and LDPSUs plans are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of LDRSUs and LDPSUs. The fair value of LDRSUs and LDPSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at June 30, 2026, the total LDRSUs and LDPSUs liability accrued is $6.9 million (December 31, 2025 - $4.0 million) of which $1.8 million (December 31, 2025 - $2.8 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

c) Deferred share units ("DSUs")

The Company has in place a deferred share unit plan pursuant to which the Company may grant deferred shares to all non-employee directors. The deferred share units vest immediately and are settled in cash upon the retirement of the non-employee director from the Parex Board. The value of the DSUs at the exercise date is equivalent to the five-day weighted average share price at which the common shares of the Company traded for immediately preceding the exercise date. DSUs can only be redeemed following retirement from the Board of Directors of the Company in accordance with the terms of the DSU Plan. The DSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of DSU's	Weighted average exercise price Cdn$/ DSU
Balance, December 31, 2024	348,812	—
Granted[(1)]	128,621	—
Exercised on board retirement	(68,767)	—
Balance, December 31, 2025	408,666	—
Granted[(1)]	42,473	—
Exercised on board retirement	(119,060)	—
Balance, June 30, 2026	**332,079**	—

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The weighted average fair value at the grant date for the six months ended June 30, 2026 was $21.39 per DSU (six months ended June 30, 2025 - Cdn$10.88 per DSU). The weighted average share price on the exercise date for DSUs exercised during the six months ended June 30, 2026 was Cdn $20.77. There were no DSUs exercised in the six months ended June 30, 2025.

Given the DSUs vest immediately, obligations for payments of cash under the DSUs plan are accrued as compensation expense immediately based on the fair value of the DSU.

As at June 30, 2026, the total DSUs liability accrued is $5.0 million (December 31, 2025 - $5.5 million) of which $4.7 million (December 31, 2025 - $4.5 million) is classified as long-term in accordance with the terms of the DSU plan.

d) Cash settled restricted share units ("CRSUs")

Parex Colombia has a CRSUs plan that provides for the issuance of CRSUs to certain employees of Parex Colombia. The plan entitles the holders to receive a cash payment equal to the market price of the Company's common shares at the time of exercise. CRSUs vest over a three-year period and are exercised at the vest date. The CRSUs liability cannot be settled by the issuance of common shares.

	Number of CRSUs	Weighted average exercise price Cdn$/ CRSU
Balance, December 31, 2024	810,676	—
Granted[(1)]	1,008,076	—
Exercised	(371,742)	—
Forfeited	(88,248)	—
Balance, December 31, 2025	1,358,762	—
Granted[(1)]	489,027	—
Exercised	(550,302)	—
Forfeited	(84,687)	—
Balance, June 30, 2026	**1,212,800**	**—**

(1) Grants include units related to dividend equivalents granted on awards outstanding.

The weighted average fair value at the grant date for six months ended June 30, 2026 was Cdn$23.14 per CRSU (six months ended June 30, 2025 - Cdn$12.74 per CRSU). The weighted average share price on the exercise date for CRSUs exercised for the six months ended June 30, 2026 was Cdn$21.73 (six months ended June 30, 2025 – Cdn$13.90).

Obligations for payments of cash under the CRSUs plan are accrued as compensation expense over the vesting period based on the fair value of CRSUs. The fair value of CRSUs is calculated using the Black-Scholes pricing model based on the market price of the Company's common shares at the valuation date. As at June 30, 2026, the total CRSUs liability accrued is $7.0 million (December 31, 2025 - $9.3 million) of which $2.1 million (December 31, 2025 - $3.4 million) is classified as long-term in accordance with the three-year vesting period.

e) Cash settled share-based compensation

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
CosRSUs and CosPSUs expense	**$ 1,547**	$ 2,837	**$ 8,574**	$ 4,629
LDRSUs and LDPSUs expense (recovery)	**(626)**	592	**3,109**	831
DSUs expense (recovery)	**(781)**	1,322	**1,596**	1,143
CRSUs expense (recovery)	**(746)**	1,543	**4,608**	1,603
Total cash settled share-based compensation expense (recovery)	**$ (606)**	$ 6,294	**$ 17,887**	$ 8,206
Cash payments made upon exercise in the period	**$ 3,425**	$ 518	**$ 29,577**	$ 11,232

18. Share Capital

a) Issued and outstanding common shares

	Number of shares	Amount
Balance, December 31, 2024	98,339,036	$ 632,899
Repurchase of shares	(2,364,900)	(11,837)
Balance, December 31, 2025	95,974,136	$ 621,062
Issued for cash - exercise of options	206,118	2,887
Allocation of contributed surplus – exercise of options	—	708
Balance, June 30, 2026	**96,180,254**	**$ 624,657**

The Company has authorized an unlimited number of voting common shares without nominal or par value.

In the six months ended June 30, 2026, there were 206,118 options exercised for proceeds of $2.9 million (year ended December 31, 2025 - no options were exercised). For the six months ended June 30, 2026, the Company did not repurchase any common shares pursuant to its Normal Course Issuer Bid.

For the year ended December 31, 2025, the Company repurchased 2,364,900 common shares pursuant to its Normal Course Issuer Bid at a cost of $26.5 million (average cost per share of Cdn$15.37). The cost to repurchase common shares at a price in excess of their average book value has been charged to retained earnings.

Dividends paid in 2026 were $53.4 million or Cdn$0.77 per share (for the year ended December 31, 2025 - $107.7 million or Cdn$1.54 per share) to shareholders on record for each dividend payment.

b) Stock options

The Company has a stock option plan which provides for the issuance of options to the Company's officers and certain employees to acquire common shares. The maximum number of options reserved for issuance under the stock option plan may not exceed 5% of the number of common shares issued and outstanding. The stock options vest over a three-year period and expire five years from the date of grant.

	Number of stock options	Weighted average exercise price Cdn$/option
Balance, December 31, 2024	899,429	22.78
Granted	533,022	12.74
Forfeited	(178,843)	21.52
Balance, December 31, 2025	1,253,608	18.69
Granted	341,386	25.72
Exercised	(206,118)	19.31
Forfeited	(168,583)	20.97
Balance, June 30, 2026	**1,220,293**	**20.24**

Stock options outstanding and the weighted average remaining life of the stock options at June 30, 2026 are as follows:

	Options outstanding			Options vested		
Exercise price Cdn$	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option	Number of options	Weighted average remaining life (years)	Weighted average exercise price Cdn$/option
$12.74 - $16.90	433,177	3.69	$ 12.74	96,894	3.69	$ 12.74
$16.91 - $21.92	194,028	2.68	$ 21.06	116,869	2.68	$ 21.06
$21.93 - $25.60	116,804	1.60	$ 22.81	116,804	1.60	$ 22.81
$25.61 - $26.37	341,386	4.70	$ 25.72	—	—	$ —
$26.38 - $27.02	134,898	0.61	$ 27.02	134,898	0.61	$ 27.02
	1,220,293	**3.27**	**$ 20.24**	**465,465**	**2.02**	**$ 21.50**

The fair value of each option granted is estimated on the date of grant using the Black-Scholes option pricing model with the following weighted average assumptions:

For the six months ended June 30,	**2026**	2025
Risk-free interest rate (%)	**2.94**	2.66
Expected life (years)	**4**	4
Expected volatility (%)	**41**	41
Forfeiture rate (%)	**3**	3
Expected dividend yield (%)	**7.20**	11.07

The weighted average fair value at the grant date for the six months ended June 30, 2026 was Cdn$5.76 per option (six months ended June 30, 2025 - Cdn$1.68 per option). In the six months ended June 30, 2026, there were 206,118 options exercised. The weighted average share price on the exercise date for options exercised in the six months ended June 30, 2026 was $27.01.

c) Equity settled share-based compensation

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Option expense	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362
Total equity settled share-based compensation expense	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362

19. Oil and Natural Gas Sales and Other Revenue

The Company's oil and natural gas production sales is determined pursuant to the terms of the revenue agreements. The transaction price for crude oil and natural gas is based on the commodity price in the month of production, adjusted for quality, location, allowable deductions, if any, or other factors. Commodity prices are based on market indices that are determined on a monthly or daily basis.

The Company's oil and natural gas sales by product are as follows:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Crude oil	**$ 455,076**	$ 232,465	**$ 717,530**	$ 492,342
Natural gas	**10,940**	6,605	**19,863**	12,363
Oil and natural gas sales	**$ 466,016**	$ 239,070	**$ 737,393**	$ 504,705

At June 30, 2026, receivables from contracts with customers, which are included in accounts receivable, were $105.2 million (December 31, 2025 - $72.3 million).

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure.

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Other revenue	**$ 2,909**	$ 2,319	**$ 4,664**	$ 4,831

20. Other Expense

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Other Colombian taxes	**$ 622**	$ 2,545	**$ 2,203**	3,326
Colombian tax credit purchased	**—**	8,097	**—**	8,097
Equity tax	**(712)**	—	**6,288**	—
Legal provisions	**1,343**	—	**1,519**	—
(Gain) loss on settlement of decommissioning liabilities	**(1,205)**	357	**(1,221)**	545
Loss on disposition of tangible assets	**4,232**	17	**4,371**	35
Site restoration costs	**4,234**	—	**10,803**	—
Other	**456**	1,437	**2,364**	1,597
Total other expense	**$ 8,970**	$ 12,453	**$ 26,327**	$ 13,600

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Non-cash other expense	**$ 4,955**	$ 374	**$ 5,254**	$ 580
Cash other expense	**4,015**	12,079	**21,073**	13,020
Total other expense	**$ 8,970**	$ 12,453	**$ 26,327**	$ 13,600

On February 24, 2026, through Executive Order 0173, the Colombian Government created a new equity tax applicable for fiscal year 2026. The tax applies to legal entities and de facto partnerships that are income tax filers in Colombia. The tax is assessed and becomes payable on equity as of March 1, 2026 equal to or exceeding 200,000 tax unit's value (UVT) (approximately COP$10.5 billion or US$2.7 million) at rates from 0.5% to 1.6%. This Executive Order will be challenged through the Constitutional Court and it may or may not be overturned by the Court. The equity tax payable was settled by June 30, 2026.

Legal provisions have been recognized in respect of estimated fines and penalties mainly arising from environmental regulatory disputes. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant legislation and the probability of enforcement outcomes. The timing of the outflows is expected within 10 years. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

A provision has been recognized for the estimated costs required for site restoration in accordance with applicable regulations and contractual obligations. Management expects that a portion of these restoration costs will be recovered through insurance arrangements. Insurance recoveries are recognized only when recovery is virtually certain.

21. Net Finance Expense

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Bank charges and credit facility fees	**$ 1,008**	$ 1,402	**$ 2,226**	$ 2,191
Interest on bank debt	**3,052**	465	**4,826**	1,234
Interest on senior unsecured notes	**7,853**	—	**7,853**	—
Amortization of deferred note issuance costs	**333**	—	**333**	—
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**3,624**	3,316	**6,268**	6,538
Interest and other income	**(2,740)**	(612)	**(6,144)**	(1,909)
Lease obligation interest expense	**268**	46	**447**	93
Expected credit loss provision (recovery)	**139**	(50)	**613**	(149)
Other	**942**	295	**1,418**	623
Net finance expense	**$ 14,479**	$ 4,862	**$ 17,840**	$ 8,621

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Non-cash finance expense	**$ 3,764**	$ 3,262	**$ 6,882**	$ 6,386
Cash finance expense	**10,715**	1,600	**10,958**	2,235
Net finance expense	**$ 14,479**	$ 4,862	**$ 17,840**	$ 8,621

22. Net Income per Share

a) Basic net income per share

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Net income				
Net income for the purpose of basic net income per share	**$ 444,296**	$ 49,113	**$ 448,885**	$ 129,742
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000s)	**96,179**	97,501	**96,086**	97,806
Basic net income per share	**$ 4.62**	$ 0.50	**$ 4.67**	$ 1.33

b) Diluted net income per share

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Net income				
Net income used to calculate diluted net income per share	**$ 444,296**	$ 49,113	**$ 448,885**	$ 129,742
Weighted average number of shares for the purposes of basic net income per share (000s)	**96,179**	97,501	**96,086**	97,806
Dilutive effect of stock options on potential common shares	**261**	—	**219**	—
Weighted average number of shares for the purposes of diluted net income per share (000s)	**96,440**	97,501	**96,305**	97,806
Diluted net income per share	**$ 4.61**	$ 0.50	**$ 4.66**	$ 1.33

For the three and six months ended June 30, 2026, 478,130 stock options (three and six months ended June 30, 2025 - 1,288,323 stock options) were excluded from the diluted weighted average shares calculation as they were anti-dilutive.

23. Supplemental Disclosure of Cash Flow Information

a) Reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents

The following table provides a reconciliation of cash and cash equivalents and restricted cash and cash equivalents to the amounts shown in the consolidated statement of cash flows:

	As at June 30,		As at March 31,		As at December 31,	
	2026	2025	2026	2025	2025	2024
Cash and cash equivalents	**$ 163,286**	$ 98,825	$ 44,775	$ 81,025	$ 58,328	$ 98,022
Restricted cash and cash equivalents - current	**6,120**	597	5,504	619	5,424	581
Restricted cash and cash equivalents - long-term[(1)]	**12,846**	4,078	293	4,513	191	3,184
	$ 182,252	$ 103,500	$ 50,572	$ 86,157	$ 63,943	$ 101,787

(1) Included in Other long-term assets on the consolidated balance sheet.

b) Net change in assets and liabilities

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Accounts receivable	**$ 72,473**	$ 39,812	**$ 10,938**	$ 17,912
Prepaids and other current assets	**(6,516)**	3,794	**(10,968)**	1,671
Short-term inventory	**22,211**	1,060	**21,079**	1,808
Current income tax receivable/payable	**(18,016)**	(2,986)	**(14,859)**	(9,983)
Accounts payable and accrued liabilities	**16,255**	22,388	**(2,533)**	26,629
Customer prepayments	**(300)**	—	**(300)**	—
Depletion related to oil inventory	**(439)**	(327)	**(183)**	(546)
Decommissioning and environmental liabilities	**(8,511)**	(1,366)	**(11,064)**	(4,220)
Net change in assets and liabilities	**$ 77,157**	$ 62,375	**$ (7,890)**	$ 33,271
Operating	**$ 67,181**	$ 37,821	**$ (22,435)**	$ 3,255
Investing	**9,976**	25,885	**14,545**	31,244
Financing	**—**	(1,331)	**—**	(1,228)
Net change in assets and liabilities	**$ 77,157**	$ 62,375	**$ (7,890)**	$ 33,271

c) Interest and taxes paid

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Cash interest paid	**$ 14,505**	$ 625	**$ 15,661**	$ 1,682
Cash income taxes paid	**$ —**	$ —	**$ —**	$ —

24. Capital Management

The Company's objective when managing capital is to maintain a strong capital base that provides financial flexibility to fund operations, execute its business strategy and maintain the confidence of investors, lenders and other capital providers.

The Company has the ability to adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure to include shareholders' equity, the credit facility, unsecured notes and its working capital. As at June 30, 2026 shareholders' equity was $2,351.7 million (December 31, 2025 - $1,952.9 million).

The Company has a senior secured credit facility with a syndicate of banks with a borrowing base of $240.0 million at June 30, 2026 (December 31, 2025 - $240.0 million). The credit facility is intended to provide additional liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at June 30, 2026 there was no draw on the credit facility (at December 31, 2025 - $33.0 million was drawn).

Refer to note 14 - Debt for details regarding the Company's senior secured credit facility and senior unsecured notes.

Refer to note 27 – Commitments and Contingencies for details regarding performance guarantees in place with the ANH and Ecopetrol in respect of exploration work commitments on the Company's Colombian concessions. These guarantees have been provided in the form of unsecured letters of credit issued by select Latin American banks with varying terms and are reduced from time to time to reflect work performed on the various blocks.

As at June 30, 2026, the Company's net working capital deficit was $83.2 million (December 31, 2025 - $28.0 million surplus).

The Company is subject to financial covenants under its senior secured credit facility and senior unsecured notes. As at June 30, 2026, the Company was in compliance with all externally imposed capital requirements.

25. Financial Instruments and Risk Management

The Company's non-derivative financial instruments recognized on the consolidated balance sheet consist of cash and cash equivalents, accounts receivable, marketable securities, accounts payable and accrued liabilities, the senior secured credit facility and senior unsecured notes. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to the short-term nature of these instruments. The fair value of the revolving credit facility approximates its carrying amount as the facility bears interest at floating rates and the credit spreads within the facility are indicative of market rates. The fair value of the senior unsecured notes is determined based on quoted market prices and other observable market inputs and is classified as Level 2 within the fair value hierarchy. Refer to note 14 - Debt for the carrying values and fair values of the Company's senior unsecured notes as at June 30, 2026.

As at June 30, 2026, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Canadian dollar and COP against the US dollar would have decreased (increased) net income by approximately $19.9 million.

a) Credit risk

Credit risk is the risk of financial loss to the Company if a counterparty to a financial instrument fails to meet its contractual obligations. The Company's exposure to credit risk primarily arises from cash and cash equivalents and accounts receivable from joint venture partners and oil marketing counterparties.

The Company manages credit risk related to cash and cash equivalents by maintaining balances with reputable financial institutions, monitoring the creditworthiness of banking counterparties, and assessing counterparty exposure.

The Company manages credit risk associated with accounts receivable by assessing the financial strength and creditworthiness of oil marketing counterparties and joint venture partners, monitoring outstanding balances, and evaluating the collectability of amounts owed to the Company.

For the six months ended June 30, 2026 the Company had the majority of its oil sales to one counterparty. The accounts receivable balance as at June 30, 2026 are substantially made up of receivables with customers in the oil and gas industry and are subject to normal industry credit risks. The Company historically has not experienced any collection issues with its crude oil customers. At June 30, 2026, there were no accounts receivable past due (December 31, 2025 - $nil). None of the Company's receivables are impaired at June 30, 2026. The maximum credit risk exposure associated with accounts receivable is the total carrying value.

b) Liquidity risk

The Company's approach to managing liquidity risk is to maintain sufficient cash balances, cash flows from operations, available credit facilities and access to debt to meet its obligations as they become due. Management prepares cash flow forecasts for a period of 12 to 36 months to identify any financing requirements and monitor liquidity. Liquidity is managed through daily and longer-term cash, debt and equity management strategies. These include estimating future cash generated from operations based on reasonable production and pricing assumptions, estimating future discretionary and non-discretionary capital expenditures and assessing the amount of equity or debt financing available. The Company is committed to maintaining a strong balance sheet and has the ability to change its capital program based on expected operating cash flows. During the six months ended June 30, 2026, the Company issued $500.0 million aggregate principal amount of 8.50% senior unsecured notes due 2031. In addition, as at June 30, 2026, there was no draw on the Company's $240.0 million senior secured credit facility (December 31, 2025 - $33.0 million was drawn).

The following are the contractual maturities of financial liabilities at June 30, 2026:

	Less than 1 year	1-3 Years	4-5 Years	Thereafter	Total
Accounts payable and accrued liabilities	$ 588,033	—	—	31,906	$ 619,939
Unsecured notes, including interest	66,913	419,414	585,000	—	1,071,327
Customer prepayments	48,889	31,111			80,000
Lease obligation	5,188	17,728	—	—	22,916
Cash settled share-based compensation payable	15,652	11,471	—	—	27,123
Total	**$ 724,675**	**479,724**	**585,000**	**31,906**	**$ 1,821,305**

The following are the contractual maturities of financial liabilities at December 31, 2025:

	Less than 1 year	1-3 Years	4-5 Years	Thereafter	Total
Accounts payable and accrued liabilities	$ 212,081	—	—	7,143	$ 219,224
Bank debt including interest	—	36,181	—	—	36,181
Lease obligation	1,331	7,814	—	—	9,145
Cash settled share-based compensation payable	22,397	15,228	—	—	37,625
Total	**$ 235,809**	**59,223**	**—**	**7,143**	**$ 302,175**

c) Commodity price risk

The Company is exposed to commodity price movements as part of its operations, particularly in relation to the prices received for its oil production. Crude oil is sensitive to numerous worldwide factors, many of which are beyond the Company's control. Changes in global supply and demand fundamentals in the crude oil market and geopolitical events can significantly affect crude oil prices. Consequently, these changes could also affect the value of the Company's properties, the level of spending for exploration and development and the ability to meet obligations as they come due. The Company's oil production is sold under short-term contracts, exposing it to the risk of near-term price movements.

As at June 30, 2026, the Company had the no crude oil risk management contracts in place. The Company is currently unhedged for the remainder of 2026, with full exposure to changes in commodity prices.

The table below summarizes the loss (gain) on the commodity risk management contracts that were in place during the three and six months ended June 30, 2026 and 2025:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Realized loss (gain) on commodity risk management contracts	**$ 30,711**	$ (3,337)	**$ 32,947**	$ (3,337)
Premiums paid on commodity risk management contracts	**—**	2,169	**—**	3,530
Unrealized gain on commodity risk management contracts	**(30,635)**	(362)	**(1,050)**	(1,160)
Total loss (gain)	**$ 76**	$ (1,530)	**$ 31,897**	$ (967)

d) Foreign currency risk

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in Canadian dollars (Cdn$) and Colombian pesos (COP$) while its committed capital expenditures are expected to be primarily denominated in US dollars.

As at June 30, 2026, the Company had the following foreign currency risk management contracts in place:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount USD	Strike Price COP	Max Compensation
March 16, 2026 to December 15, 2026	COP	Collar with limited compensation	$81,000,000	3,700-4,200	800
June 19, 2026 to December 15, 2026	COP	Costless collar	$90,000,000	3,400-3,663	N/A

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the three and six months ended June 30, 2026 and 2025 which is recorded in the financial statement line item "Foreign exchange gain" in the consolidated statements of net income and comprehensive income:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**$ (1,670)**	$ (1,225)	**$ (1,777)**	$ (1,225)
Unrealized gain on foreign currency risk management contracts	**(4,026)**	(4,132)	**(4,107)**	(4,132)
Total	**$ (5,696)**	$ (5,357)	**$ (5,884)**	$ (5,357)

26. Segmented Information

The Company has foreign subsidiaries and the following segmented information is provided:

For the three months ended June 30, 2026	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 466,016	$ 466,016
Royalties	—	(72,961)	(72,961)
Net revenue	—	393,055	393,055
Other revenue	—	2,909	2,909
Commodity risk management contracts loss	—	(76)	(76)
Revenue	—	395,888	395,888
Expenses			
Production	—	90,766	90,766
Transportation	—	34,019	34,019
Purchased oil	—	36,709	36,709
General and administrative	8,494	14,918	23,412
Equity settled share-based compensation expense	265	—	265
Cash settled share-based compensation expense	140	(746)	(606)
Depletion, depreciation and amortization	765	61,617	62,382
Transaction costs	26,189	2,201	28,390
Other expenses	213	8,757	8,970
Foreign exchange (gain)	(921)	(3,647)	(4,568)
Unrealized loss on marketable securities	2,433	—	2,433
Gain on acquisition	(302,483)	—	(302,483)
	(264,905)	244,594	(20,311)
Finance (income)	(1,883)	(857)	(2,740)
Finance expense	11,354	5,865	17,219
Net finance expense	9,471	5,008	14,479
Income (loss) before taxes	255,434	146,286	401,720
Current tax expense	(1,009)	17,898	16,889
Deferred tax (recovery)	18	(59,483)	(59,465)
Net income (loss)	**$ 256,425**	**$ 187,871**	**$ 444,296**
Capital assets (end of period)	$ 6,083	$ 2,849,911	$ 2,855,994
Capital expenditures	$ 220	$ 133,473	$ 133,693
Total assets (end of period)	$ 128,051	$ 4,107,479	$ 4,235,530

For the three months ended June 30, 2025	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 239,070	$ 239,070
Royalties	—	(30,913)	(30,913)
Net revenue	—	208,157	208,157
Other revenue	—	2,319	2,319
Commodity risk management contracts gain	—	1,530	1,530
Revenue	—	212,006	212,006
Expenses			
Production	—	49,492	49,492
Transportation	—	17,421	17,421
Purchased oil	—	(30)	(30)
General and administrative	8,097	8,587	16,684
Equity settled share-based compensation expense	182	—	182
Cash settled share-based compensation expense	4,751	1,543	6,294
Depletion, depreciation and amortization	709	47,240	47,949
Other expenses	—	12,453	12,453
Foreign exchange (gain) loss	1,684	(3,721)	(2,037)
	15,423	132,985	148,408
Finance (income)	(84)	(528)	(612)
Finance expense	1,725	3,749	5,474
Net finance expense	1,641	3,221	4,862
Income (loss) before taxes	(17,064)	75,800	58,736
Current tax expense (recovery)	(139)	9,384	9,245
Deferred tax expense (recovery)	(1,162)	1,540	378
Net income (loss)	**$ (15,763)**	**$ 64,876**	**$ 49,113**
Capital assets (end of period)	$ 7,633	$ 1,592,939	$ 1,600,572
Capital expenditures	$ 129	$ 88,561	$ 88,690
Total assets (end of period)	$ 44,259	$ 2,178,919	$ 2,223,178

For the six months ended June 30, 2026	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 737,393	$ 737,393
Royalties	—	(109,749)	(109,749)
Net revenue	—	627,644	627,644
Other revenue	—	4,664	4,664
Commodity risk management contracts loss	—	(31,897)	(31,897)
Revenue	—	600,411	600,411
Expenses			
Production	—	148,082	148,082
Transportation	—	54,276	54,276
Purchased oil	—	36,756	36,756
General and administrative	20,036	25,803	45,839
Equity settled share-based compensation expense	439	—	439
Cash settled share-based compensation expense	13,279	4,608	17,887
Depletion, depreciation and amortization	1,535	112,136	113,671
Transaction costs	26,799	2,201	29,000
Other expense	885	25,442	26,327
Foreign exchange loss	422	(2,903)	(2,481)
Unrealized gain on marketable securities	(10,285)	—	(10,285)
Gain on acquisition	(302,483)	—	(302,483)
	(249,373)	406,401	157,028
Finance (income)	(1,927)	(4,217)	(6,144)
Finance expense	13,826	10,158	23,984
Net finance expense	11,899	5,941	17,840
Income (loss) before taxes	237,474	188,069	425,543
Current tax expense (recovery)	(6,403)	24,363	17,960
Deferred tax expense	1,072	(42,374)	(41,302)
Net income (loss)	**$ 242,805**	**$ 206,080**	**$ 448,885**
Capital assets (end of period)	$ 6,083	$ 2,849,911	$ 2,855,994
Capital expenditures	$ 411	$ 224,325	$ 224,736
Total assets (end of period)	$ 128,051	$ 4,107,479	$ 4,235,530

For the six months ended June 30, 2025	Canada	Colombia	Total
Oil and natural gas sales	$ —	$ 504,705	$ 504,705
Royalties	—	(67,318)	(67,318)
Net revenue	—	437,387	437,387
Other revenue	—	4,831	4,831
Commodity risk management contracts gain	—	967	967
Revenue	—	443,185	443,185
Expenses			
Production	—	106,350	106,350
Transportation	—	34,239	34,239
Purchased oil	—	162	162
General and administrative	15,787	18,668	34,455
Equity settled share-based compensation expense	362	—	362
Cash settled share-based compensation expense	6,603	1,603	8,206
Depletion, depreciation and amortization	1,510	96,858	98,368
Other expense	—	13,600	13,600
Foreign exchange (gain) loss	1,667	(5,288)	(3,621)
	25,929	266,192	292,121
Finance (income)	(214)	(1,695)	(1,909)
Finance expense	2,857	7,673	10,530
Net finance expense	2,643	5,978	8,621
Income (loss) before taxes	(28,572)	171,015	142,443
Current tax expense (recovery)	(1,139)	22,271	21,132
Deferred tax (recovery) expense	100	(8,531)	(8,431)
Net income (loss)	**$ (27,533)**	**$ 157,275**	**$ 129,742**
Capital assets (end of period)	$ 7,633	$ 1,592,939	$ 1,600,572
Capital expenditures	$ 224	$ 145,520	$ 145,744
Total assets (end of period)	$ 44,259	$ 2,178,919	$ 2,223,178

For the three months ended June 30, 2026, the Company had two external customers (three months ended June 30, 2025 - three external customers), in the oil and gas industry that subject to normal industry credit risks, constituted more than 10% of commodity sales from production. Sales to these customers totaled $365.0 million for the three months ended June 30, 2026 and $227.0 million for the three months ended June 30, 2025.

For the six months ended June 30, 2026, the Company had one external customer (six months ended June 30, 2025 - two external customers), in the oil and gas industry that subject to normal industry credit risks, constituted more than 10% of commodity sales from production. Sales to these customers totaled $475.8 million for the six months ended June 30, 2026 and $409.6 million for the six months ended June 30, 2025.

27. Commitments and Contingencies

The value of the Company's commitments as at June 30, 2026 for contracts that were in place.

	2026	2027	2028	2029	2030	Thereafter	Total
Exploration and Evaluation							
Minimum work commitments	$ 40,655	$ 143,911	$ 104,155	$ 11,689	$ —	$ 405,504	$ 705,914
Transportation	13,884	2,554	—	—	—	—	16,438
Operating leases	1,228	2,271	623	—	—	—	4,122
Other commitments							
Purchased oil	58,325	—	—	—	—	—	58,325
Energy supply commitments	16,630	12,537	13,109	8,249	8,495	8,741	67,761
Total	**$ 130,722**	**$ 161,273**	**$ 117,887**	**$ 19,938**	**$ 8,495**	**$ 414,245**	**$ 852,560**

Exploration and evaluation minimum work commitments
At June 30, 2026, performance guarantees to support the exploration work commitments on the Company's Colombian concessions were in place with the ANH and Ecopetrol joint venture blocks in the amount of $504.1 million (December 31, 2025 - $235.1 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

The value of the Company's exploration commitments as at June 30, 2026 in respect of the Colombia work commitments under E&P contracts, and joint venture farm-in arrangements, is as disclosed above.

Transportation
Includes ship-or-pay contracts with Bicentenario and Cenit where the pledged inventory crude oil is stored in Cenit's terminal of Coveñas (TLU-3) instead of Ocensa's terminal. A pledge agreement with Ocensa and Cenit is in place, which guarantees the payment obligations of both contracts.

Operating leases
In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will impact the Company's future operations and liquidity. These commitments include leases for office space and accommodations. The existing minimum lease payments for office space and accommodations at June 30, 2026 are as disclosed above.

Purchased oil
Includes an agreement in place covering crude oil purchases for 2026.

Energy supply
Includes executed contracts for grid-connected, on-site generation, and solar power sources, ensuring the electricity supply across operational blocks, particularly Quifa and CPE-6.

Contingencies
The Company is involved in various legal, regulatory and administrative claims, and proceedings arising from the normal course of business. Given that the outcomes of these matters are uncertain, there can be no assurance that such matters will be resolved in the Company's favour. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant information and the probability of outcomes. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

Refer to Note 8 - Business Combinations regarding the contingent payment agreed to as part of the consideration of the Frontera Transaction.

28. Subsequent Events

Ecopetrol Strategic Partnership
Previously, on May 4, 2026, the Company announced that it had executed an agreement with its strategic partner Ecopetrol S.A., whereby the Company will earn a 50% participating share in the Casabe and Llanito blocks in the Magdalena Basin of Colombia, upon spudding the first well on each block. The agreement closed as of July 29, 2026, and all regulatory approvals received.



MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS

The following Management's Discussion and Analysis ("MD&A") of the financial condition and results of operations of Parex Resources Inc. ("Parex" or the "Company") for the period ended June 30, 2026 is dated July 30, 2026 and should be read in conjunction with the Company's unaudited condensed interim consolidated financial statements for the period ended June 30, 2026, as well as the Company's audited consolidated annual financial statements for the year ended December 31, 2025. The unaudited condensed interim consolidated financial statements and the audited consolidated annual financial statements have been prepared in accordance with International Financial Reporting Standards as issued by the International Accounting Standards Board ("IFRS"), representing generally accepted accounting principles ("GAAP") for publicly accountable enterprises in Canada.

Additional information related to Parex is included in reports on file with Canadian securities regulatory authorities, including the Company's Annual Information Form dated March 3, 2026 ("AIF"), and may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.

All financial amounts are in United States dollars ("USD") unless otherwise stated.

Company Profile

Parex is the largest independent oil and gas company in Colombia, focusing on sustainable, conventional production. The Company's corporate headquarters are in Calgary, Canada, with an operating office in Bogotá, Colombia. Parex's shares trade on the Toronto Stock Exchange under the symbol PXT.

Abbreviations

Refer to the final page of the MD&A for commonly used abbreviations in the document. Refer to the Advisory on Forward-Looking Statements and Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory.

References to crude oil or natural gas production in this MD&A refer to the light crude oil and medium crude oil and heavy crude oil and conventional natural gas, respectively, product types as defined in National Instrument 51-101 - *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*.

Three months ended June 30, 2026 ("second quarter" or "Q2") Highlights

- On June 1, 2026, the Company successfully closed its previously announced acquisition of all the Colombian exploration and production assets of Frontera Energy Corporation, becoming Colombia's largest independent oil and gas producer. The cash consideration was funded through the issuance of $500 million aggregate principal amount of 8.5% senior unsecured notes due 2031.
- Crude oil and natural gas production averaged 54,121 boe/d. Average production in the second quarter of 2026 increased 27% compared to the second quarter of 2025 average production of 42,542 boe/d, primarily driven by the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026. Refer to "Consolidated Results of Operations" for production split by product type.
- Recognized net income of $444.3 million ($4.62 per share basic) compared to net income of $49.1 million ($0.50 per share basic) in the second quarter of 2025. The increase was primarily attributed to the gain on acquisition, increased revenue resulting from higher volumes and crude oil prices, and a deferred tax recovery, partially offset by realized losses on commodity risk management contracts, one-time costs and higher current income tax.
- Generated quarterly adjusted funds flow provided by operations ("FFO")[(1)] of $191.2 million ($1.99 per share basic[(2)]) compared to $103.7 million ($1.06 per share basic[(2)]) in the second quarter of 2025. The increase is primarily attributed to the increase in realized price and volumes. Q2 2026 adjusted FFO[(1)] incorporates one-time costs of approximately $59.1 million comprised of: $28.4 million of nonrecurring transaction-related costs and $30.7 million of realized losses on hedging contracts.
- Generated an operating netback[(2)] of $45.14/boe (Q2 2025 - $36.25/boe) and an adjusted FFO netback[(2)] of $37.26/boe (Q2 2025 - $26.60/boe[(2)]) from an average Brent price of $96.68/bbl (Q2 2025 - $66.71/bbl).
- Incurred $133.7 million of capital expenditures[(3)] compared to $88.7 million in the second quarter of 2025. The increase is primarily related to activities at LLA-111, LLA-34, VIM-1, and Capachos.
- Paid a regular quarterly dividend of C$0.385 per share[(4)].
- Repaid $175.2 million of bank debt with the available capacity under the credit facility undrawn.

(1) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Corporate Guidance

The Company has reaffirmed its second half ("H2") of 2026 and full-year ("FY") 2026 guidance released on May 12, 2026, reflecting continued confidence in its operational outlook following the Frontera Transaction and the expected timing of production from the Magdalena assets.

Category	**H2 2026 Guidance** *(May 12, 2026)*[1]
Brent Crude Oil Average Price	$90/bbl
Average Production	82,000-91,000 boe/d
Funds Flow Provided by Operations Netback[2]	$30-33/boe
Funds Flow Provided by Operations[3]	$475-525 million
Capital Expenditures[4]	$275-295 million
Free Funds Flow[4]	$215 million (midpoint)

(1) H2 2026 assumptions: operational downtime: ~5%; Vasconia differential: ~$4.00/bbl; production expense: $16.00-20.00/bbl; transportation expense: ~$7.50/bbl; G&A expense: ~$5.00/bbl; finance expense: ~$2.50/bbl, effective tax rate: 12-15%; see "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

For FY 2026, after accounting for the Frontera Transaction and the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin, average production is expected to be 63,000 to 67,000 boe/d, with capital expenditures of $495 to $515 million.

The Company continues to monitor market conditions that may influence operating costs and realized pricing. Currently, elevated energy costs, driven in part by El Niño-related weather impacts and broader market conditions, together with adverse foreign exchange movements resulting from Colombian peso appreciation, are contributing to production expenses trending to the upper end of guidance. Vasconia differentials also remain elevated, reflecting current market dynamics

Refer to "Business Combination" for details on the Frontera Transaction and "Subsequent Events" for the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin.

Financial Summary

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
(Financial figures in $'000s except per share amounts)	**2026**	2025	**2026**	2025
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,515**	10,182	**14,126**	10,229
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**37,130**	31,047	**33,222**	31,623
Natural gas liquids (boe/d)	**765**	316	**508**	345
Average oil production (bbl/d)[1]	**52,410**	41,545	**47,856**	42,197
Average conventional natural gas production (mcf/d)[1]	**10,266**	5,982	**9,594**	5,400
Average oil and natural gas production (boe/d)	**54,121**	42,542	**49,455**	43,097
Production split (% crude oil)	**97**	98	**97**	98
Oil and natural gas sales price ($/boe)[6]	**90.84**	61.35	**80.67**	64.35
Operating netback ($/boe) [1]	**45.14**	36.25	**42.50**	37.84
Funds flow provided by operations netback ($/boe)[1]	**25.74**	26.90	**26.88**	28.91
Adjusted funds flow provided by operations netback ($/boe)[1]	**37.26**	26.60	**33.66**	28.94
Oil and natural gas sales	**466,016**	239,070	**737,393**	504,705
Funds flow provided by operations[7]	**132,054**	104,821	**245,756**	226,765
Per share – basic[1][3]	**1.37**	1.08	**2.56**	2.32
Per share – diluted [1][3]	**1.37**	1.08	**2.55**	2.32
Adjusted Funds flow provided by operations[7]	**191,155**	103,653	**307,703**	226,958
Per share – basic[1][3]	**1.99**	1.06	**3.20**	2.32
Per share – diluted [1][3]	**1.98**	1.06	**3.20**	2.32
Net income	**444,296**	49,113	**448,885**	129,742
Per share – basic[3]	**4.62**	0.50	**4.67**	1.33
Per share – diluted[3]	**4.61**	0.50	**4.66**	1.33
Dividends paid	**26,483**	27,561	**53,420**	53,926
Per share - Cdn$[3][6]	**0.385**	0.385	**0.770**	0.770
Share repurchases	**—**	6,025	**—**	11,264
Number of shares repurchased (000s)	**—**	630	**—**	1,155
Capital expenditures[2]	**133,693**	88,690	**224,736**	145,744
Free funds flow[2]	**(1,639)**	16,131	**21,020**	81,021
EBITDA[2]	**487,551**	124,000	**583,381**	263,032
Adjusted EBITDA[2]	**192,063**	127,745	**324,747**	263,152
Total assets (end of period)	**4,235,530**	2,223,178	**4,235,530**	2,223,178
Net debt (net cash)[7]	**906,598**	(2,048)	**906,598**	(2,048)
Weighted average shares outstanding (000s)				
Basic	**96,179**	97,501	**96,086**	97,806
Diluted	**96,440**	97,501	**96,305**	97,806
Outstanding shares (end of period) (000s)	**96,180**	97,184	**96,180**	97,184

(1) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(4) Working capital calculation does not take into consideration the undrawn amount available under the syndicated bank credit facility.
(5) Syndicated bank credit facility borrowing base of $240.0 million as at June 30, 2026 and June 30, 2025.
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(7) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

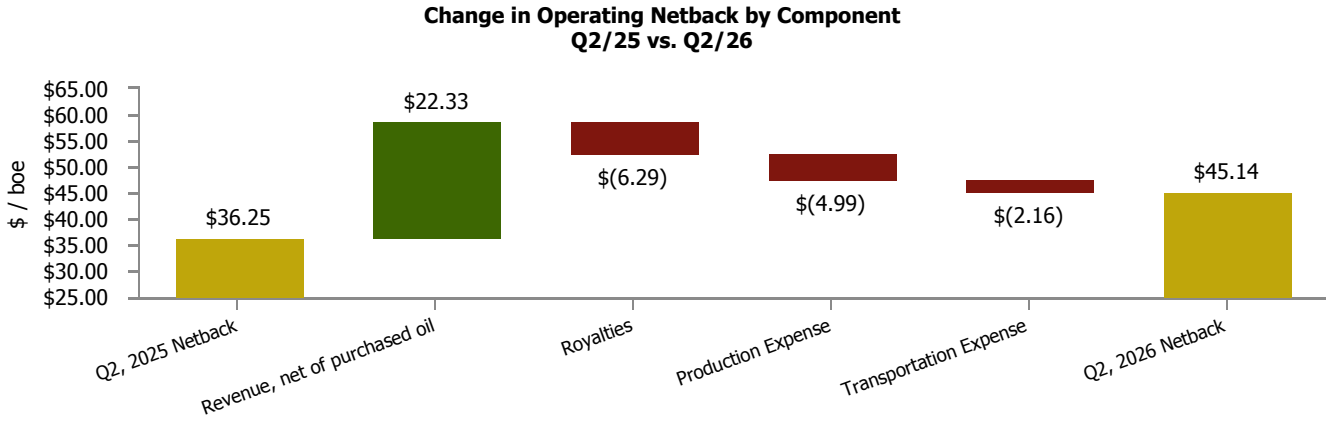
Financial and Operational Results

Consolidated Results of Operations

Parex's oil and gas operations are conducted in Colombia with head office functions conducted in Canada.

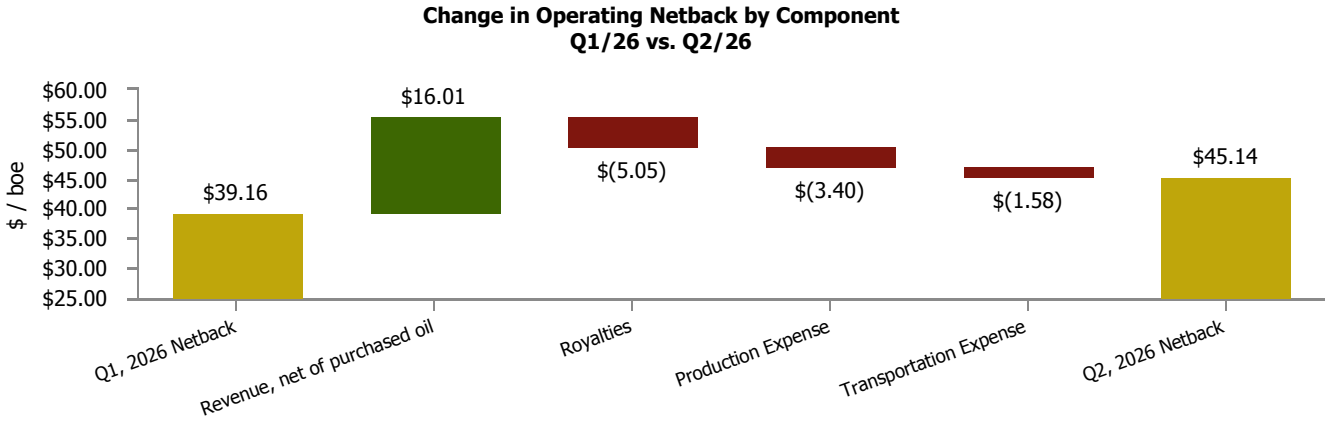
	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,515**	10,182	**14,126**	10,229
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**37,130**	31,047	**33,222**	31,623
Natural gas liquids (boe/d)	**765**	316	**508**	345
Crude Oil (bbl/d)	**52,410**	41,545	**47,856**	42,197
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**10,266**	5,982	**9,594**	5,400
Total (boe/d)	**54,121**	42,542	**49,455**	43,097
Production split (% crude oil production)	**97**	98	**97**	98
Average daily sales of oil and natural gas				
Produced crude oil, before consumption (bbl/d)	**54,666**	41,828	**48,904**	42,435
Produced natural gas (mcf/d)	**10,266**	5,982	**9,594**	5,400
Produced crude oil and natural gas, before consumption (bbl/d)	**56,377**	42,825	**50,503**	43,335
Consumption for fuel	**(937)**	—	**(471)**	—
Produced oil and natural gas, after consumption	**55,440**	42,825	**50,032**	43,335
Purchased crude oil (bbl/d)	**3,191**	—	**1,604**	7
Total (boe/d)	**58,631**	42,825	**51,636**	43,342
Operating netback ($000s)				
Oil and natural gas sales	**$ 466,016**	$ 239,070	**$ 737,393**	$ 504,705
Purchased crude oil[4]	**(36,709)**	30	**(36,756)**	(162)
Oil and natural gas sales, net of purchased crude oil[2][4]	**429,307**	239,100	**700,637**	504,543
Royalties	**(72,961)**	(30,913)	**(109,749)**	(67,318)
Net revenue	**356,346**	208,187	**590,888**	437,225
Production expense	**(90,766)**	(49,492)	**(148,082)**	(106,350)
Transportation expense	**(34,019)**	(17,421)	**(54,276)**	(34,239)
Operating netback[1]	**$ 231,561**	$ 141,274	**$ 388,530**	$ 296,636
Operating netback (per boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 96.68**	$ 66.71	**$ 87.60**	$ 70.81
Parex price differential	**(5.84)**	(5.36)	**(6.93)**	(6.46)
Oil and natural gas sales[2]	**90.84**	61.35	**80.67**	64.35
Purchased crude oil[2][4]	**(7.16)**	—	**(4.02)**	(0.01)
Oil and natural gas sales, net of purchased crude oil[2][4]	**83.68**	61.35	**76.65**	64.34
Royalties[2]	**(14.22)**	(7.93)	**(12.01)**	(8.58)
Net revenue[2]	**69.46**	53.42	**64.64**	55.76
Production expense[2]	**(17.69)**	(12.70)	**(16.20)**	(13.56)
Transportation expense[2]	**(6.63)**	(4.47)	**(5.94)**	(4.36)
Operating netback[3]	**$ 45.14**	$ 36.25	**$ 42.50**	$ 37.84

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(4) Purchased crude oil cost includes ~$9.4 million of non-cash inventory fair value adjustment as a result of the purchase price allocation, equivalent to $1.83/boe and $1.02/boe for the three months and six months ended June 30, 2026, respectively.



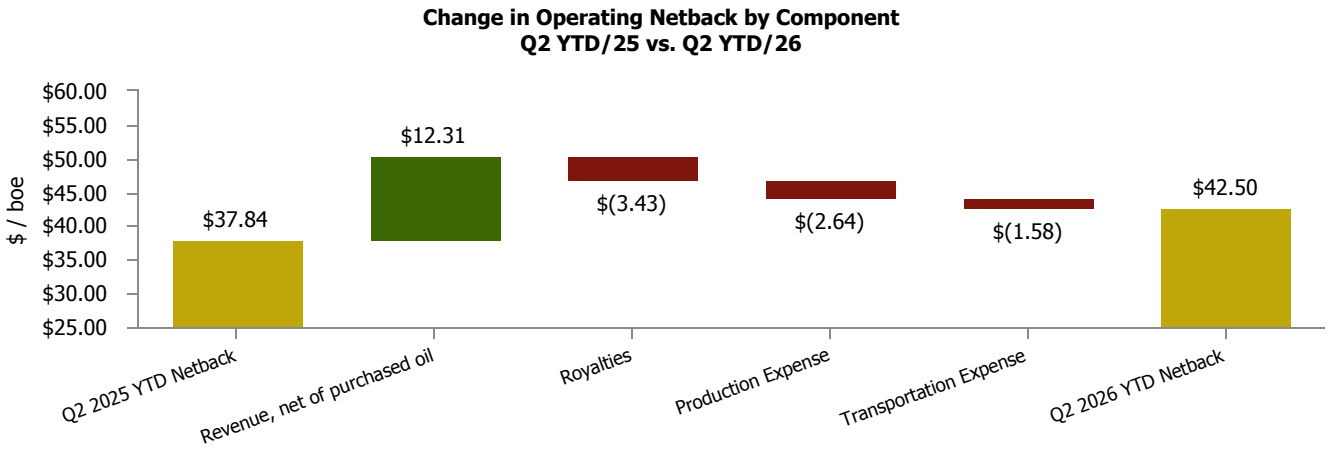
Overall, the Company's benchmark Brent crude oil price increased by $29.97/bbl, while revenue increased by $22.33/boe in the second quarter of 2026 as compared to the second quarter of 2025. The decrease in revenue relative to the Brent crude benchmark increase was primarily attributable to increased purchased crude oil for blending associated with newly acquired heavy oil volumes. Royalties increased by $6.29/boe in the quarter compared to the second quarter of 2025 primarily associated with the increase in sales price. Production expense in the quarter increased by $4.99/boe compared to the second quarter of 2025, including the impact of the of the Frontera Transaction, which contributed approximately $1.88/boe to the increase. The increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs due to higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP. These factors were partially offset by reduced well workovers and facility maintenance costs. Transportation expense in the quarter increased by $2.16/boe compared to the second quarter of 2025 primarily due to an increase in the volume of oil production transported by truck and higher gas volumes transported.

Overall, the operating netback increased by $8.89/boe compared to a Brent benchmark crude price increase of $29.97/bbl.



In the second quarter of 2026, the Company's benchmark Brent crude oil price increased by $18.30/bbl, while revenue increased by $16.01/boe as compared to the first quarter of 2026. The decrease in revenue relative to the Brent crude benchmark increase was primarily attributable to increased purchased oil for blending associated with newly acquired heavy oil volumes, partially offset by lower location and quality differentials and decreased wellhead sales. Royalties increased by $5.05/boe primarily associated with the increase in sales price. Production expense increased by $3.40/boe, including the impact of the of the Frontera Transaction, which contributed approximately $1.88/boe to the increase. The quarter-over-quarter increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs driven by higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP. Transportation expense in the quarter increased by $1.58/boe compared to the first quarter of 2026 primarily due to an increase in the volume of oil production transported by truck and higher gas volumes transported.

Overall, the operating netback increased by $5.98/boe compared to a Brent benchmark crude price increase of $18.30/bbl.



Year to date 2026, the Company's benchmark Brent crude oil price increased by $16.79/bbl, while revenue increased by $12.31/boe as compared to the comparative 2025 period. The decrease in revenue relative to the Brent crude benchmark increase was primarily attributable to increased purchased oil for blending associated with newly acquired heavy oil volumes and increased location and quality differential, partially offset by decreased wellhead sales. Royalties increased by $3.43/boe primarily associated to the increase in sales price. Production expense increased by $2.64/boe, including the impact of the of the Frontera Transaction, which contributed approximately $1.18/boe to the increase. The increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs due to higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP. These factors were partially offset by reduced well workovers and facility maintenance costs. Transportation expense in the quarter increased by $1.58/boe compared to the comparative 2025 period primarily due to an increase in the volume of oil production transported by truck and higher gas volumes transported.

Overall, the operating netback increased by $4.66/boe compared to a Brent benchmark crude price increase of $16.79/bbl.

Oil and Natural Gas Sales and Other Revenue

a) Average Daily Production and Sales Volumes (boe/d)

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Llanos	**30,568**	18,691	**26,474**	18,911
LLA-34	**19,183**	21,514	**19,206**	21,860
Magdalena	**3,605**	2,337	**3,104**	2,326
Putumayo	**765**	—	**671**	—
Total Crude oil and natural gas production	**54,121**	42,542	**49,455**	43,097
Crude oil inventory draw (build)	**2,256**	283	**1,048**	238
Average daily sales of produced oil and natural gas, before consumption	**56,377**	42,825	**50,503**	43,335
Consumption for fuel	**(937)**	—	**(471)**	—
Average daily sales of produced oil and natural gas, after consumption	**55,440**	42,825	**50,032**	43,335
Purchased oil	**3,191**	—	**1,604**	7
Sales Volumes	**58,631**	42,825	**51,636**	43,342

On June 1, 2026, the Company successfully closed its previously announced acquisition of Frontera Energy Corporation's Colombian exploration and production assets. The Company's production profile has experienced a step-change following the recently announced transactions, with additional growth opportunities expected as the expanded portfolio is further integrated and developed.

For the period of July 1, 2026, to July 29, 2026, estimated average production was 83,500 boe/d[(1)], demonstrating positive operational momentum.

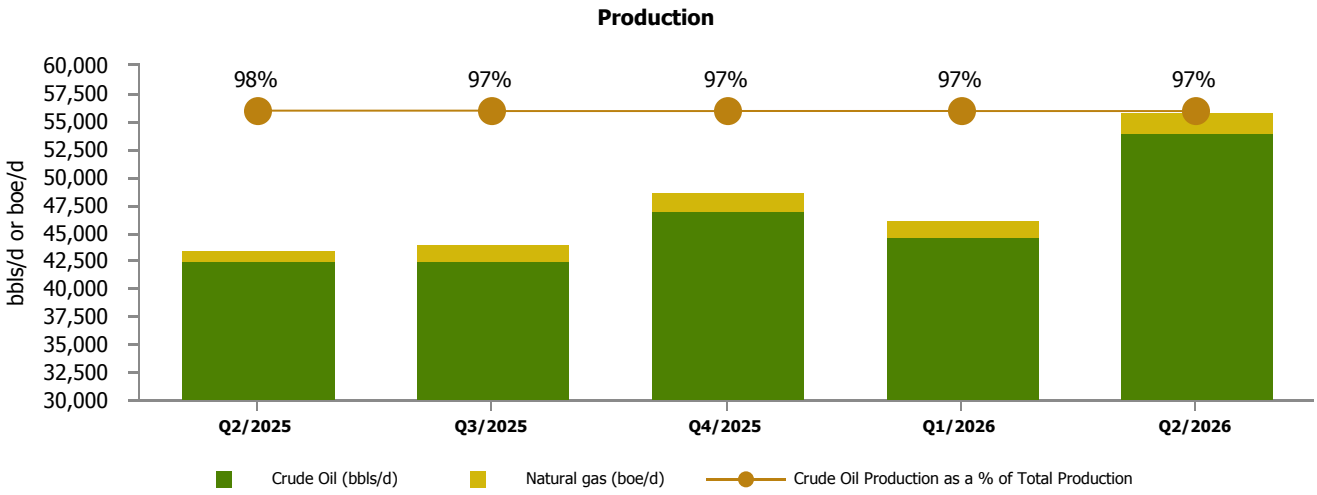
Crude oil and natural gas production for the second quarter of 2026 averaged 54,121 boe/d after reflecting the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026 and new production from exploration success on Block LLA-111. This is an increase of approximately 27% from the second quarter of 2025 production of 42,542 boe/d and an increase of approximately 21% compared to the first quarter of 2026 production of 44,735 boe/d. Refer to "Summary of Quarterly Results" for production split by product type.

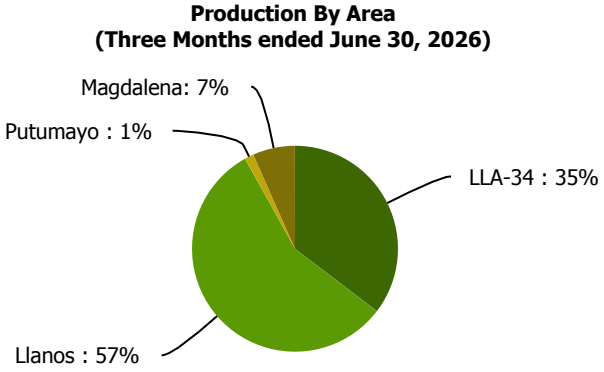
The increase in oil and natural gas production in the second quarter of 2026 compared to the second quarter of 2025 is mainly the result of production added from the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026, newly added production from Block LLA-74, LLA-111 and LLA-32 in the Llanos Basin and an increase in gas production at VIM-1 in the Magdalena Basin. This was partially offset by decreased oil production from Block LLA-34 and the Cabrestero Block in the Southern Llanos Basin, mainly as a result of natural declines and weather-related downtime.

The increase in crude oil and natural gas production in the second quarter of 2026 compared to the first quarter of 2026 was mainly attributed to production added from the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026 and newly added production from Block LLA-111.

Oil and natural gas sales in the second quarter of 2026 were 58,631 boe/d compared to 42,825 boe/d for the second quarter of 2025, with the step change primarily driven by the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026 and new production from Block LLA-74, LLA-111 and LLA-32 in the Llanos Basin and an increase in gas production at VIM-1 in the Magdalena Basin. This was partially offset by decreased oil production from Block LLA-34 and the Cabrestero Block in the Southern Llanos Basin, mainly as a result of natural declines and weather-related downtime.

(1) Estimated average production; light & medium crude oil: ~22,071 bbl/d, heavy crude oil: ~58,409 bbl/d, conventional natural gas: ~16,424 mcf/d, natural gas liquids: 333 boe/d; rounded for presentation purposes.





b) Crude Oil Reference and Realized Prices

Average price for the period	**Q2 2026**	Q1 2026	Q4 2025	Q3 2025	Q2 2025
Brent ($/bbl)	**96.68**	78.38	63.08	68.17	66.71
Parex location and quality differential ($/bbl)	**(2.88)**	(5.52)	(3.03)	(1.94)	(1.87)
Parex wellhead sales discount ($/bbl)	**(2.32)**	(5.16)	(3.35)	(3.91)	(3.77)
Parex realized oil sales price ($/bbl)[2]	**91.48**	67.70	56.70	62.32	61.07
Parex realized price (differential) to Brent $/bbl)	**(5.20)**	(10.68)	(6.38)	(5.85)	(5.64)
Parex transportation expense ($/bbl)[1][2]	**(6.40)**	(5.10)	(5.47)	(4.88)	(4.58)
Parex price differential and transportation expense ($/bbl)[2]	**(11.60)**	(15.78)	(11.85)	(10.73)	(10.22)

(1) Applies only to direct export cargo sales where Parex incurs the pipeline fees directly. See "Transportation Expense".
(2) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the second quarter of 2026, benchmark Brent oil reference price increased by $18.30/bbl compared to the first quarter of 2026. The increase occurred amid continued geopolitical developments, including the continued outbreak of war in the Middle East, which disrupted regional crude oil production and transportation and heightened concerns regarding global crude oil supply. Crude oil prices were highly volatile in the latter part of the first quarter of 2026 and majority of the second quarter of 2026 as market participants reassessed expectations regarding the magnitude and duration of the supply disruption. Prices began to decline towards the latter part of June 2026.

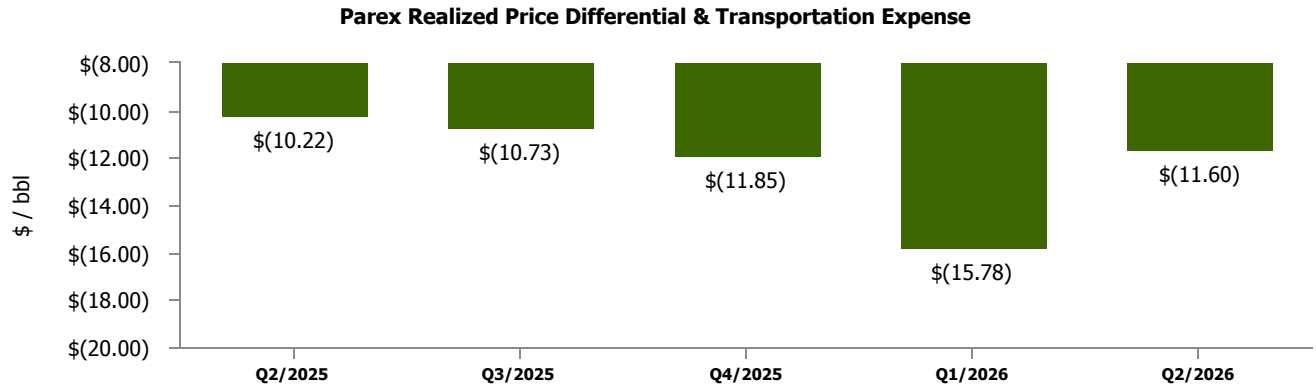
During the second quarter of 2026 the differential between Brent reference pricing and the Company's realized oil sale price was $5.20/bbl. The differential to Brent crude during the second quarter of 2026 decreased by $5.48/bbl compared to the first quarter of 2026 where the differential was $10.68/bbl primarily due to narrower location and quality differentials. This improvement reflected the easing of macroeconomic volatility and expectations of incremental heavy oil supply that had widened differentials during the first quarter of 2026, as well as a reduction in wellhead sales in favour of higher-priced direct export sales. Compared to the second quarter of 2025 Parex's realized oil price differential decreased from $5.64/bbl to $5.20/bbl, which was primarily driven by reduced wellhead sales in favour of direct export sales, partially offset by increased location and quality differentials on heavy oil associated with newly acquired volumes.

Differences between Parex's realized price and Brent crude price are primarily related to location and quality adjustments, wellhead sale marketing contracts, and the timing of oil sales compared to quarter averages. The location and quality differential between Brent crude pricing also affects Parex's realized sales price and is set in liquid global markets and therefore attributed to factors that are beyond the Company's control making it inherently difficult to forecast.

Parex's realized price differential to Brent crude can fluctuate period over period due to, among other factors, the type of sales contracts and the accounting treatment for oil sold at the wellhead versus direct export sales contracts.

The second quarter 2026 location and quality differential of $2.88/bbl increased compared to the second quarter of 2025 of $1.87/bbl. These differentials continue to reflect current global commodity market dynamics, including heavy oil supply and demand fundamentals as well as overall market conditions.

The Vasconia differential to Brent can fluctuate with oil market conditions and for the month of July 2026 was approximately $7.00/bbl.



c) Natural Gas Sales and Realized Prices

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Natural gas sales ($000's)	**$ 10,940**	$ 6,605	**$ 19,863**	$ 12,363
Realized sales price ($/Mcf)[(1)]	**11.71**	12.13	**11.44**	12.65

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Parex's natural gas sales were $10.9 million and $19.9 million for the three and six months ended June 30, 2026 compared to $6.6 million and $12.4 million in the comparative periods of 2025. The increase in natural gas sales from the comparative periods of 2025 is primarily related to increased volumes sold from the Capachos and VIM-1 Blocks and the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026, partially offset by a decrease in realized gas sales price.

d) Oil and Natural Gas Sales

Second quarter 2026 oil and natural gas sales increased by $226.9 million or 95% as reconciled in the table below to the second quarter of 2025:

($000s)		
Oil and natural gas sales, three months ended June 30, 2025	**$**	**239,070**
Sales volume of produced oil, an increase of 28% (11,901 bopd)		**66,138**
Sales volume of purchased oil, an increase of 100% (3,191 bopd)		**17,734**
Oil sales price increase		**138,739**
Sales volume and price change of produced natural gas		**4,335**
Oil and natural gas sales, three months ended June 30, 2026	**$**	**466,016**

Oil and natural gas sales increased in the three months ended June 30, 2026 compared to the same period in 2025 mainly due to the increase in world oil prices in addition to higher sales volumes as result of production added from the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026 and newly added production from Block LLA-74, LLA-111 and LLA-32 in the Llanos Basin.

e) Crude Oil Inventory

As at June 30, ($000s)		**2026**		2025
Crude oil in transit	**$**	**26,220**	$	209

At June 30, 2026, the Company had 488.7 mbbls of crude oil inventory compared to 5.5 mbbls at June 30, 2025, which was injected into Colombian pipelines and stored in tanks. The inventory was valued based on direct and indirect expenditures (including production costs, certain transportation costs, depletion expense and royalty expense) at $53.65/bbl at June 30, 2026 compared to $38.00/bbl at June 30, 2025 incurred in bringing the crude oil to its existing condition and location.

A reconciliation of quarter to quarter crude oil inventory movements is provided below:

For the periods ended (mbbls)	**Jun. 30, 2026**	Mar. 31, 2026	Dec. 31, 2025	Sep. 30, 2025
Crude oil inventory - beginning of the period	**132.5**	116.9	4.9	5.5
Crude oil inventory - acquired on acquisition	**706.3**	—	—	—
Oil production	**4,769.3**	3,892.4	4,333.4	3,914.7
Oil sales	**(5,265.0)**	(3,876.8)	(4,221.4)	(3,915.3)
Consumption for fuel	**(85.3)**	—	—	—
Purchased oil	**230.9**	—	—	—
Crude oil - end of the period	**488.7**	132.5	116.9	4.9
% of period production	**10.2**	3.4	2.7	0.1

Crude oil inventory build and (draw) from period to period are subject to factors that the Company does not control such as timing of the number of shipments from storage to export.

f) Purchased Oil

	For the three months ended June 30,			For the six months ended June 30,		
		2026	2025		**2026**	2025
Purchased oil expense ($000s)	**$**	**36,709**	$ (30)	**$**	**36,756**	$ 162

Purchased oil expense has increased for the three and six months ended June 30, 2026 compared to the same periods in 2025 primarily due to higher oil blending activity associated with the Frontera acquired assets.

g) Other Revenue

The Company's other revenue includes pipeline transportation revenue and revenue related to energy generation and use of infrastructure.

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Other revenue	**$ 2,909**	$ 2,319	**$ 4,664**	$ 4,831

Royalties

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Base royalties[1]	**$ 43,179**	$ 19,082	**$ 64,484**	$ 40,629
Economic rights[2]	**29,782**	11,831	**45,265**	26,689
Royalties ($000s)	**$ 72,961**	$ 30,913	**$ 109,749**	$ 67,318
Per unit ($/boe)[3]	**14.22**	7.93	**12.01**	8.58
Percentage of sales[3]	**17**	13	**15**	13

(1) Base royalties are sliding scale royalties based on field production and payable to the Colombian National Hydrocarbon Agency ("ANH"). Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.
(2) Economic rights include high price share royalties applicable to production in excess of 5 million barrels of oil and X-Factor royalties are an additional royalty applicable to heavy oil production, both payable to ANH. Refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca.
(3) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

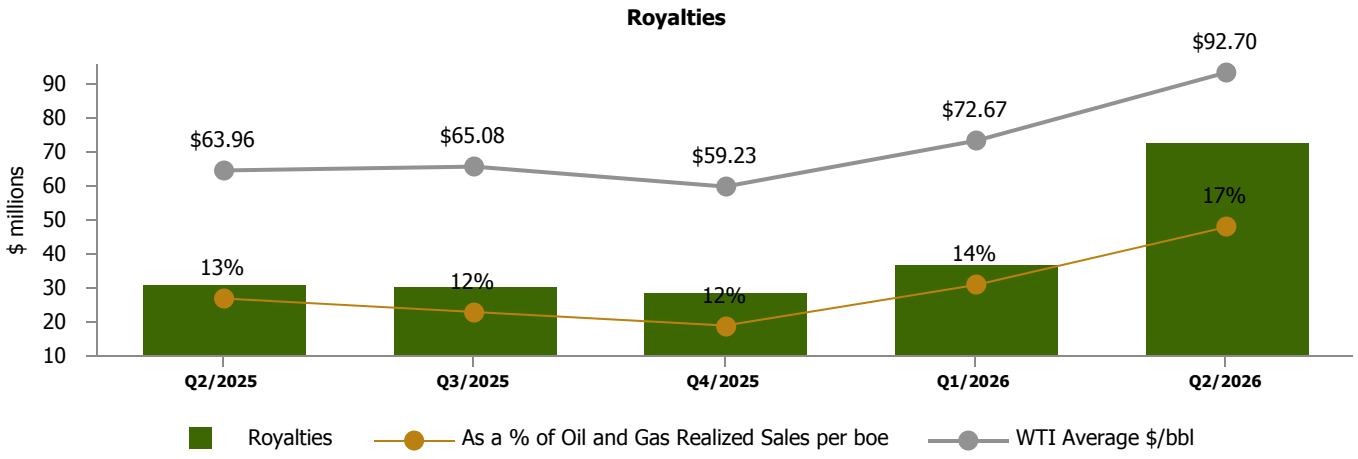
Royalty expense was $73.0 million and $109.7 million for the three and six months ended June 30, 2026 compared to $30.9 million and $67.3 million for the 2025 comparative period.

Royalties as a percentage of sales were 17% and 15% for the three and six months ended June 30, 2026 compared to 13% for the 2025 comparative periods.

The increase in royalty expense was primarily attributable to the increase in world oil prices in 2026 and base production, partially offset by lower production in areas where high price share royalties are applicable.

Benchmark WTI prices are used in the high price share royalty ("HPR") calculation. Effectively, higher realized WTI oil prices result in a higher royalty percentage realized. Benchmark WTI prices for the three and six months ended June 30, 2026 were $92.70 and $82.77 compared to $63.96 and $67.73 for the 2025 comparative period and $72.67 in the first quarter of 2026.

For further information concerning the HPR please refer to the Company's AIF, which may be accessed through the SEDAR+ website at www.sedarplus.ca where the calculation is described as a "High Price Share Royalty" in the "Industry Conditions - Colombia - High Price Participation" section.



Production Expense

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Production expense ($000s)	**$ 90,766**	$ 49,492	**$ 148,082**	$ 106,350
Per unit ($/boe)[1]	**17.69**	12.70	**16.20**	13.56

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Production expense for the three and six months ended June 30, 2026 was $17.69/boe and $16.20/boe compared to $12.70/boe and $13.56/boe for the three and six months ended June 30, 2025. Production expense for the first quarter of 2026 was $14.29/boe.

The table below provides a reconciliation of the variance in production expense per boe by its main components:

	Q2 2026 vs Q1 2026	**Q2 2026 vs Q2 2025**	**YTD 2026 vs YTD 2025**
Comparative period production expense per boe[1]	**$ 14.29**	**$ 12.70**	**$ 13.56**
Power generation	**1.22**	**2.30**	**0.81**
Well workovers and facility maintenance	**0.04**	**(1.13)**	**(0.35)**
Colombian pesos ("COP") appreciation	**0.23**	**1.38**	**1.50**
Fixed costs absorption	**2.30**	**2.12**	**0.32**
Other variable costs	**(0.39)**	**0.32**	**0.36**
Current period production expense per boe[1]	**$ 17.69**	**$ 17.69**	**$ 16.20**

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

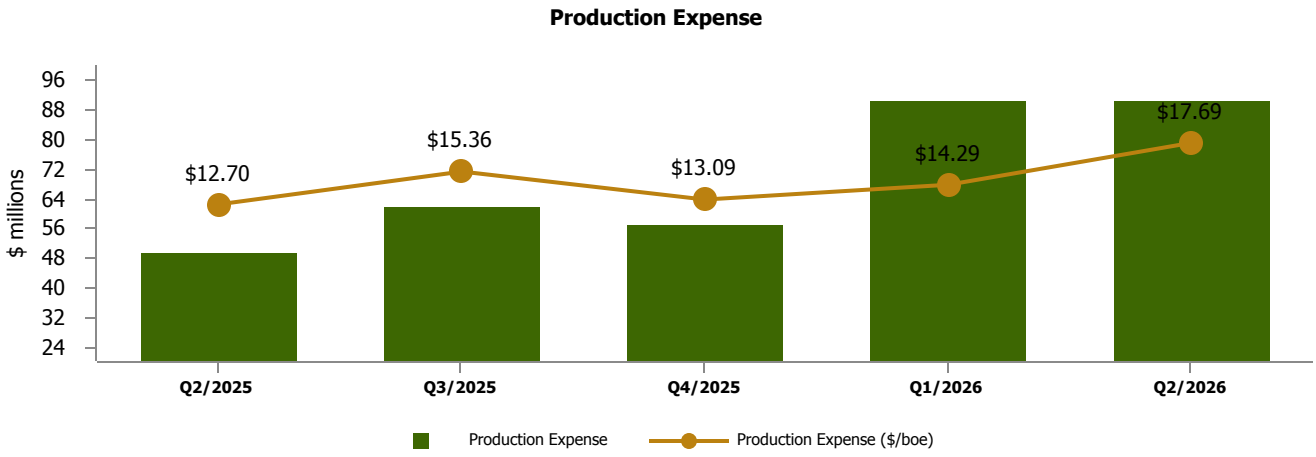
Production expense per boe increased for the three months ended June 30, 2026 compared with the same period in 2025, including the impact of the of the Frontera Transaction, which contributed approximately $1.88/boe. The increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs due to higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP. These factors were partially offset by reduced well workovers and facility maintenance costs.

Production expense per boe increased for the six months ended June 30, 2026 compared with the same period in 2025, including the impact of the of the Frontera Transaction, which contributed approximately $1.18/boe. The increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs due to higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP. These factors were partially offset by reduced well workovers and facility maintenance costs.

Production expense per boe increased in the second quarter of 2026 compared with the first quarter of 2026, including the impact of the of the Frontera Transaction. The quarter-over-quarter increase primarily reflected higher fuel-powered field operating costs driven by higher crude oil prices, increased electrical power costs, higher fixed cost absorption and the appreciation of the COP.

Field operations in Colombia are substantially electrically powered, although a portion is also fuel powered. Colombia's electricity grid is heavily reliant on hydroelectric power which exposes the Company to fluctuations in power prices due to changes in rainfall and water reservoir levels, as well as electricity supply and demand. Elevated energy costs, influenced in part by El Niño-related weather impacts and broader market conditions, are contributing to higher operating cost expectations. Fuel power costs have increased consistent with the increase experienced in world oil prices.

The Company continues to monitor market conditions that may influence operating costs and realized pricing. Assuming current conditions persist, the Company expects production expense to trend toward the upper end of the guidance range of $16-20/boe for H2 2026, after accounting for the Frontera Transaction, and the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin.



Transportation Expense

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
Transportation expense ($000s)	**$ 34,019**	$ 17,421	**$ 54,276**	$ 34,239
Per unit ($/boe)[(1)]	**6.63**	4.47	**5.94**	4.36

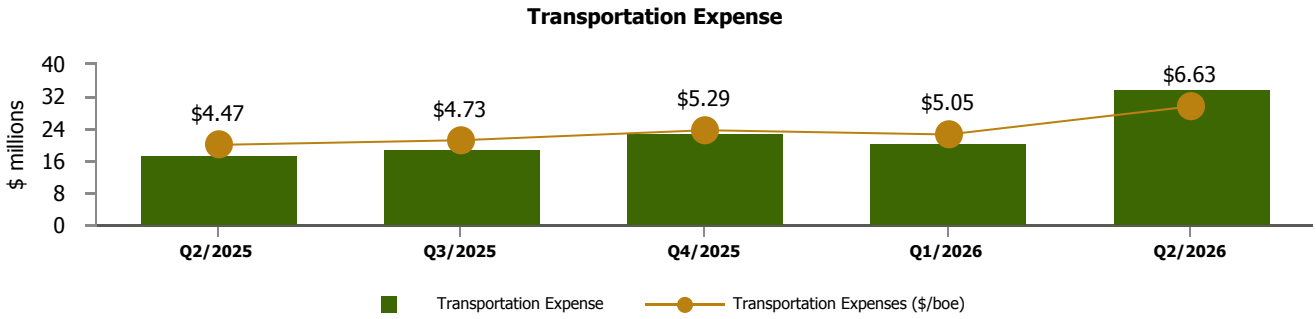
(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Transportation expense includes trucking costs incurred to transport production to several offloading stations for sale and in some instances an oil transportation tariff from delivery point to the buyer's facility and pipeline tariffs.

For the three and six months ended June 30, 2026 the cost of transportation on a per boe basis was $6.63/boe and $5.94/boe compared to $4.47/boe and $4.36/boe for the three and six months ended June 30, 2025. Transportation expense increased due to an increase in oil volumes transported by truck, higher gas volumes transported from increased gas production at the VIM-1 Block, and the appreciation of the COP. The higher trucked oil volumes are associated with production added from the closing of the Frontera Transaction on June 1, 2026, and additional production from Azogue on Block LLA-32 and new production from Blocks LLA-74 and LLA-111. Transportation expense will fluctuate period over period due the mix of sales contracts types in force during the period.

The Company expects transportation expense guidance to be approximately $7.50/bbl for H2 2026, after accounting for the Frontera Transaction, and the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin.

The combined transportation expense and price differential from Brent, on a per boe basis, has increased from the second quarter of 2025 and decreased from the first quarter of 2026. See "Crude Oil Reference and Realized Prices".



General and Administrative Expense ("G&A")

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Gross G&A	**$ 27,512**	$ 20,137	**$ 54,742**	$ 41,723
G&A recoveries	**(1,693)**	(1,140)	**(4,113)**	(2,476)
Capitalized G&A	**(2,407)**	(2,313)	**(4,790)**	(4,792)
Total net G&A	**$ 23,412**	$ 16,684	**$ 45,839**	$ 34,455
Per unit ($/boe) [(1)]	**4.75**	4.31	**5.12**	4.42

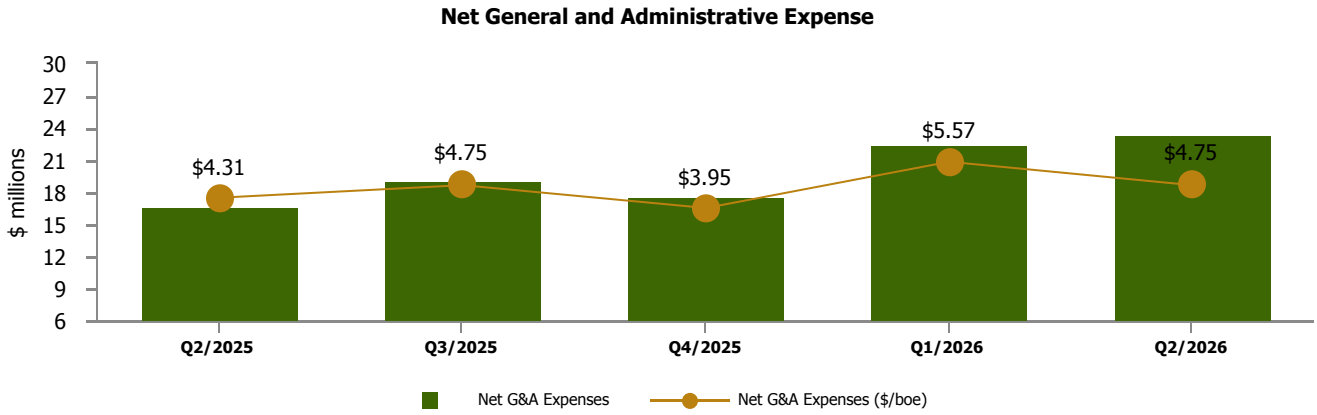
(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Net G&A was $23.4 million and $45.8 million for the three and six months ended June 30, 2026 compared to $16.7 million and $34.5 million for the three and six months ended June 30, 2025. Gross G&A was $27.5 million and $54.7 million for the three and six months ended June 30, 2026 (three and six months ended June 30, 2025 - $20.1 million and $41.7 million). Gross and net G&A have increased compared 2025 as a result of one time severance costs of $2.3 million, increased staffing levels compared to the prior periods, both pre and post acquisition of Frontera, and the appreciation of the Canadian dollar ("Cdn") and COP.

On a per boe basis, net G&A for the six months ended June 30, 2026 increased 16% to $5.12 from $4.42 in the comparative period of 2025 as a result of the increases noted above.

The Company expects G&A expense guidance to be approximately $5.00/bbl for H2 2026, after accounting for the Frontera Transaction, and the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin.

The Company's G&A expense is denominated in local currencies of COP and Cdn which, as they appreciate/depreciate, have an impact on G&A expense. Refer to the "Foreign Exchange Sensitivity Analysis" for further information.



Share-Based Compensation

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Equity settled share-based compensation expense	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362
Cash settled share-based compensation expense (recovery)	**(606)**	6,294	**17,887**	8,206
Total share-based compensation expense (recovery)	**$ (341)**	$ 6,476	**$ 18,326**	$ 8,568

Share-based compensation was a recovery of $0.3 million and expense of $18.3 million for the three and six months ended June 30, 2026 compared to an expense of $6.5 million and $8.6 million for the three and six months ended June 30, 2025.

Equity settled share-based compensation expense was $0.3 million and $0.4 million for the three and six months ended 2026 compared to $0.2 million and $0.4 million for the three and six months ended June 30, 2025. Equity settled share-based compensation includes the Company's stock option plan.

Cash settled share-based compensation relates to the Company's cash settled incentive plans and includes cash or share settled restricted share units and performance share units ("CosRSUs and "CosPSUs"), long duration restricted share units and performance share units ("LDRSUs" and "LDPSUs"), cash settled restricted share units ("CRSUs") and deferred share units ("DSUs"). Cash settled share-based compensation for the three and six months ended June 30, 2026 was a recovery of $0.6 million and an expense $17.9 million compared to $6.3 million and $8.2 million expense for the same period in 2025. The increase in expense for the six months ended June 30, 2026 is mainly attributable to additional units issued and the increase in share price. Parex's share price increased 16% during the first half of 2026. The lower expense for the six months ended June 30, 2025 is mainly attributable to the 5% decrease in Parex's share price during the period, partially offset by additional units issued.

Obligations for payments of cash under the Company's cash settled incentive plans are accrued as an expense over the vesting period based on the fair value of the units as described in note 17 - Cash Settled Incentive Plans of the interim consolidated financial statements for the six months ended June 30, 2026. As at June 30, 2026, the total cash settled incentive plans liability accrued was $27.1 million (December 31, 2025 - $37.6 million).

Cash payments to settle cash settled share-based compensation in the three and six months ended June 30, 2026 were $3.4 million and $29.6 million compared to $0.5 million and $11.2 million for the same periods in 2025. The increase in the six months ended June 30, 2026 compared to the 2025 comparative period is mainly related to the increase in Parex's share price at the time of settlement and an increase in the number of units settled.

Depletion, Depreciation and Amortization Expense ("DD&A")

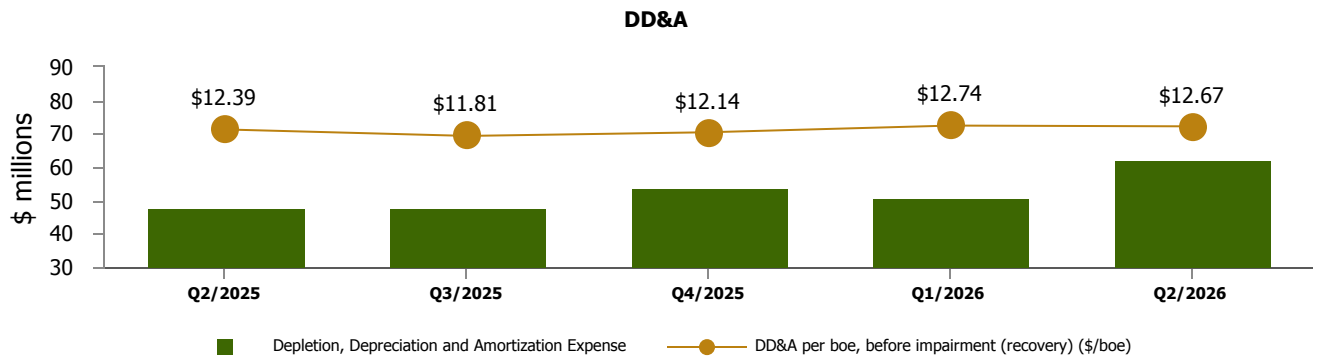
	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
	2026	2025	**2026**	2025
DD&A expense ($000s)	**$ 62,382**	$ 47,949	**$ 113,671**	$ 98,368
Per unit ($/boe)[(1)]	**12.67**	12.39	**12.70**	12.61

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Second quarter 2026 DD&A was $62.4 million ($12.67/boe) compared to $47.9 million ($12.39/boe) for the same period in 2025.

For the six months ended June 30, 2026 future development costs of $836.0 million (six months ended June 30, 2025 - $378.0 million) were included in the depletion calculation.

Second quarter 2026 DD&A of $12.67/boe has increased from the comparative period in 2025 of $12.39/boe and decreased slightly from the first quarter of 2026 of $12.74/boe due the increase in depletable base as result of the closing of the Frontera Transaction, transfer of Block LLA-111 costs from E&E and higher production.



Foreign Exchange

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Foreign exchange loss	**$ 1,128**	$ 3,320	**$ 3,403**	$ 1,736
Foreign currency risk management contracts gain	**(5,696)**	(5,357)	**(5,884)**	(5,357)
Total foreign exchange gain	**$ (4,568)**	$ (2,037)	**$ (2,481)**	$ (3,621)
Average foreign exchange rates				
USD$/Cdn$	**1.37**	1.38	**1.38**	1.41
USD$/COP	**3,612**	4,199	**3,656**	4,196

The Company's main exposure to foreign currency risk relates to the pricing of foreign currency denominated in Cdn and COP, as the Company's functional currency is the U.S. Dollar ("USD"). The Company has exposure in Colombia and Canada on costs, such as production expense, transportation expense, G&A expense, and income taxes, all of which may be denominated in local currencies. The main drivers of foreign exchange gains and losses recorded on the consolidated statements of net income and comprehensive income are the COP denominated income tax payable and tax withholdings receivable, accounts payable and accounts receivable. The timing of payment settlements, accruals and their adjustments have impacts on foreign exchange gains/losses.

For the three and six months ended June 30, 2026, the Company recognized total net foreign exchange gains, including the impact of hedging, of $4.6 million and $2.5 million, respectively, compared with net foreign exchange gains of $2.0 million and $3.6 million for the three and six months ended June 30, 2025.

Unrealized foreign exchange gains and losses may be reversed in the future as a result of fluctuations in exchange rates and are recorded in the Company's consolidated statements of net income and comprehensive income.

The Company reviews its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis and maintains cash deposits primarily denominated in USD and COP with financial institutions in Canada, Switzerland and Colombia.

Foreign Exchange Sensitivity Analysis

		$/boe Impact of change in local currency/$USD exchange rate	
Cost component	Estimated percent of cost denominated in local currency	10% appreciation of local currency	10% depreciation of local currency
Production expense	90%	$ 1.59	$ (1.59)
Transportation expense	50%	$ 0.33	$ (0.33)
G&A expense	100%	$ 0.48	$ (0.48)

The table above displays the estimated per boe impact of a change in Parex's local currencies and the effect on Parex's key cost components. The component impact in $/boe terms uses Q2 2026 per boe costs. This analysis ignores all other factors impacting cost structure including, but not limited to, efficiencies, cost reduction strategies, and cost inflation.

As at June 30, 2026, with other variables unchanged, the impact on the Company's financial instruments of a 10% strengthening (weakening) of the Cdn and COP against the USD would have decreased (increased) net income by approximately $19.9 million.

Other Expense

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Other Colombian taxes	**$ 622**	$ 2,545	**$ 2,203**	$ 3,326
Colombian tax credit purchased	**—**	8,097	**—**	8,097
Equity tax	**(712)**	—	**6,288**	—
Legal provisions	**1,343**	—	**1,519**	—
(Gain) loss on settlement of decommissioning liabilities	**(1,205)**	357	**(1,221)**	545
Loss on disposition of tangible assets	**4,232**	17	**4,371**	35
Site restoration costs	**4,234**	—	**10,803**	—
Other	**456**	1,437	**2,364**	1,597
Total other expense	**$ 8,970**	$ 12,453	**$ 26,327**	$ 13,600

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Non-cash other expense	**$ 4,955**	$ 374	**$ 5,254**	$ 580
Cash other expense	**4,015**	12,079	**21,073**	13,020
Total other expense	**$ 8,970**	$ 12,453	**$ 26,327**	$ 13,600

Other expense is comprised mainly of other Colombian taxes including the 1% surcharge on the sale or export of crude oil effective for 2025, equity tax, legal provisions, Colombian tax credit purchased to reduce income tax expense in 2025, (gain) loss on settlement of decommissioning liabilities, loss on disposition of tangible assets, site restoration costs and other items. The non-cash components of other expense include the legal provisions, (gain) loss on settlement of decommissioning liabilities and loss on settlement of tangible assets.

On February 24, 2026, through Executive Order 0173, the Colombian Government created a new equity tax applicable for fiscal year 2026. The tax applies to legal entities and de facto partnerships that are income tax filers in Colombia. The tax is assessed and becomes payable on equity as of March 1, 2026 equal to or exceeding 200,000 tax unit's value (UVT) (approximately COP$10.5 billion or US$2.7 million) at rates from 0.5% to 1.6%. This Executive Order will be challenged through the Constitutional Court and it may or may not be overturned by the Court. The equity tax payable was settled by June 30, 2026.

Legal provisions have been recognized in respect of estimated fines and penalties mainly arising from environmental regulatory disputes. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant legislation and the probability of enforcement outcomes. The timing of the outflows is expected within 10 years. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

A provision has been recognized for the estimated costs required for site restoration in accordance with applicable regulations and contractual obligations. Management expects that a portion of these restoration costs will be recovered through insurance arrangements. Insurance recoveries are recognized only when recovery is virtually certain.

Net Finance Expense

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Bank charges and credit facility fees	**$ 1,008**	$ 1,402	**$ 2,226**	$ 2,191
Interest on bank debt	**3,052**	465	**4,826**	1,234
Interest on senior unsecured notes	**7,853**	—	**7,853**	—
Amortization of deferred financing charges	**333**	—	**333**	—
Accretion on decommissioning and environmental liabilities	**3,624**	3,316	**6,268**	6,538
Interest and other income	**(2,740)**	(612)	**(6,144)**	(1,909)
Lease obligation interest expense	**268**	46	**447**	93
Expected credit loss provision (recovery)	**139**	(50)	**613**	(149)
Other	**942**	295	**1,418**	623
Net finance expense	**$ 14,479**	$ 4,862	**$ 17,840**	$ 8,621

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Non-cash finance expense	**$ 3,764**	$ 3,262	**$ 6,882**	$ 6,386
Cash finance expense	**10,715**	1,600	**10,958**	2,235
Net finance expense	**$ 14,479**	$ 4,862	**$ 17,840**	$ 8,621

Bank charges and credit facility fees relate to bank taxes paid in Colombia and the standby fees related to the Company's credit facility. The non-cash components of net finance expense include the accretion on decommissioning and environmental liabilities and the expected credit loss provision (recovery).

Risk Management

Management of cash flow variability is an integral component of Parex's business strategy. Changing business conditions are monitored regularly and, where material, reviewed with the board of directors ("the Board" or "Board of Directors") to establish risk management guidelines to be used by management. The risk exposure inherent in movements in the price of crude oil, fluctuations in the USD/COP exchange rate and interest rate movements are all proactively reviewed by Parex and as considered appropriate may be managed through the use of derivatives primarily with financial institutions that are members of Parex's syndicated bank credit facility. The Company considers these derivative contracts to be an effective means to manage and forecast cash flow.

Parex has elected not to apply IFRS prescribed "hedge accounting" rules and, accordingly, pursuant to IFRS the fair value of the financial contracts is recorded at each period-end. The fair value may change substantially from period to period depending on commodity and foreign exchange forward strip prices for the financial contracts outstanding at the balance sheet date. The change in fair value from period-end to period-end is reflected in the earnings for that period. As a result, earnings may fluctuate considerably based on the period-ending commodity and foreign exchange forward strip prices, in respect of any outstanding commodity or foreign exchange derivative contracts.

a) Risk Management Contracts - Brent Crude

As at June 30, 2026, the Company had no crude oil risk management contracts in place. The Company is currently unhedged for the remainder of 2026, with full exposure to changes in commodity prices.

The table below summarizes the loss (gain) on the commodity risk management contracts that were in place during the three and six months ended June 30, 2026 and 2025:

	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Realized loss (gain) on commodity risk management contracts	**$ 30,711**	$ (3,337)	**$ 32,947**	$ (3,337)
Premiums paid on commodity risk management contracts	**—**	2,169	**—**	3,530
Unrealized gain on commodity risk management contracts	**(30,635)**	(362)	**(1,050)**	(1,160)
Total loss (gain)	**$ 76**	$ (1,530)	**$ 31,897**	$ (967)

b) Risk Management Contracts – Foreign Exchange

The Company is exposed to foreign currency risk as various portions of its cash balances are held in COP and Cdn to fund ongoing costs denominated in those currencies while its committed capital expenditures are primarily denominated in USD.

As at June 30, 2026, the Company had the following foreign currency risk management contracts in place:

Period Hedged	Reference	Currency Option Type	Amount USD	Strike Price COP	Max Compensation
March 16, 2026 to December 15, 2026	COP	Collar with limited compensation	$81,000,000	3,700-4,200	800
June 19, 2026 to December 15, 2026	COP	Costless collar	$90,000,000	3,400-3,663	N/A

The table below summarizes the gain on the foreign currency risk management contracts that were in place during the three and six months ended June 30, 2026 and 2025 which is recorded in the financial statement line item "Foreign exchange gain" in the consolidated statements of net income and comprehensive income:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Realized gain on foreign currency risk management contracts	**$ (1,670)**	$ (1,225)	**$ (1,777)**	$ (1,225)
Unrealized gain on foreign currency risk management contracts	**(4,026)**	(4,132)	**(4,107)**	(4,132)
Total	**$ (5,696)**	$ (5,357)	**$ (5,884)**	$ (5,357)

Marketable Securities

	June 30, 2026	December 31, 2025
Marketable securities	**$ 55,375**	$ 45,090

In 2025, the Company acquired 6,084,986 common shares of GeoPark Ltd (NYSE: GPRK) (the "GeoPark Shares") for aggregate consideration of $40.5 million ($6.65 per share). The fair value of these shares at June 30, 2026 was $55.4 million, resulting in an unrealized gain of $10.3 million, which is recorded in the consolidated statement of net income and comprehensive income.

Parex is exposed to market risk associated with its marketable securities, including the GeoPark Shares, primarily driven by changes in the market price and liquidity of the securities. The market price of the GeoPark Shares may be volatile and could be adversely affected by general market conditions, the investee's performance and disclosures, oil and gas commodity prices, interest and foreign exchange rates, geopolitical developments in the investee's areas of operation, and other factors beyond the Company's control.

Income Tax

($000s)	For the three months ended June 30, 2026	2025	For the six months ended June 30, 2026	2025
Current tax expense	**$ 16,889**	$ 9,245	**$ 17,960**	$ 21,132
Deferred tax (recovery) expense	**(59,465)**	378	**(41,302)**	(8,431)
Tax (recovery) expense	**$ (42,576)**	$ 9,623	**$ (23,342)**	$ 12,701
Effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax[(1)]	**11 %**	8 %	**7 %**	9 %

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Current tax expense for the three months ended June 30, 2026 was $16.9 million compared to $9.2 million in the three months ended June 30, 2025.

The decrease in current tax expense for the six months ended June 30, 2026 compared to the 2025 comparative period is the result of the continued availability of tax pools in Colombia.

Deferred tax recovery for the three and six months ended June 30, 2026 was $59.5 million and $41.3 million compared to an expense of $0.4 million in the three months ended June 30, 2025 and recovery of $8.4 million for the six months ended June 30, 2025.

The increase in deferred tax recovery for the three and six months ended June 30, 2026 was primarily due to higher tax values than book values for PPE and tax loss carry-forwards associated with the Frontera Transaction. The appreciation of COP also contributed to the increase in the deferred tax recovery.

2026 Current Tax Guidance

The Company expects the effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax guidance to be approximately 12-15% for H2 2026, after accounting for the Frontera Transaction, and the addition of new producing assets in the Magdalena Basin.

The table below reflects the Company's expected effective current tax rate on funds flow provided by operations before tax in 2026 after accounting for the Frontera Transaction, and the addition of the new producing assets in the Magdalena Basin:

Brent price assumption	**$60/bbl**	**$70/bbl**	**$80/bbl**	**$90/bbl**	**$100/bbl**
Effective current tax rate on before tax funds flow provided by operations[(1)]	1-3%	5-8%	8-12%	12-15%	15-18%

(1) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Capital Expenditures

For the three months ended June 30,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Acquisition of unproved properties	**$ 4,408**	$ 616	**$ —**	$ —	**$ 4,408**	$ 616
Geological and geophysical	**835**	8,699	**—**	—	**835**	8,699
Drilling and completion	**111,687**	68,754	**—**	—	**111,687**	68,754
Well equipment and facilities	**15,015**	10,492	**—**	—	**15,015**	10,492
Other	**1,528**	—	**220**	129	**1,748**	129
Total capital expenditures[(1)]	**$ 133,473**	$ 88,561	**$ 220**	$ 129	**$ 133,693**	$ 88,690

For the six months ended June 30,	Colombia		Canada		Total	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Acquisition of unproved properties	**$ 4,408**	$ 1,226	**$ —**	$ —	**$ 4,408**	$ 1,226
Geological and geophysical	**835**	8,965	**—**	—	**835**	8,965
Drilling and completion	**194,892**	122,109	**—**	—	**194,892**	122,109
Well equipment and facilities	**22,654**	13,220	**—**	—	**22,654**	13,220
Other	**1,536**	—	**411**	224	**1,947**	224
Total capital expenditures[(1)]	**$ 224,325**	$145,520	**$ 411**	$ 224	**$ 224,736**	$ 145,744

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Below is additional information related to capital expenditures in the periods by key operating area:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Llanos Basin	**$ 77,130**	$ 68,413	**$ 122,697**	$ 112,199
Putumayo Basin	**16,910**	2,389	**48,139**	2,389
Block LLA-34	**19,924**	$ 15,908	**30,117**	28,343
Magdalena Basin	**18,491**	1,851	**22,346**	2,589
Canada and Colombia - Corporate	**1,238**	129	**1,437**	224
Total capital expenditures[(1)]	**$ 133,693**	$ 88,690	**$ 224,736**	$ 145,744

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

During the six months ended June 30, 2026 the Company incurred $224.7 million of capital expenditures with 97% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the six months ended June 30, 2025, the Company incurred $145.7 million of capital expenditures with 93% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia.

During the second quarter of 2026 the Company incurred $133.7 million of capital expenditures with 95% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia. During the second quarter of 2025, the Company incurred $88.7 million of capital expenditures with 89% spent on drilling, completion, well equipment and facilities in Colombia.

During the six months ended June 30, 2026 the Company's capital expenditures of $224.7 million were self-funded from funds flow provided by operations of $245.8 million.

Business Combination

Frontera Transaction

On June 1, 2026, the Company closed its previously announced acquisition of all the Colombian exploration and production assets of Frontera Energy Corporation, pursuant to which the Company, through a wholly-owned subsidiary, acquired 100% of the issued and outstanding shares of Frontera Petroleum International Holdings B.V., which holds all of Frontera's exploration and production assets in Colombia, for cash consideration of $500 million, plus the assumption of debt, in addition to a contingent payment of $25 million (the "Frontera Transaction"). The Frontera Transaction was funded with the proceeds from the Company's issuance of senior unsecured notes, see Note 14 - Debt for details.

The contingent consideration is payable to Frontera if, within 12 months following the closing of the Frontera Transaction, the Company obtains a contractual amendment or other binding agreement extending the term of the Quifa Association Contract. At the acquisition date, the contingent consideration was recognized at its estimated fair value of $12.5 million, reflecting management's probability-weighted assessment of the payment condition being satisfied. As any payment, if triggered, is expected within 12 months of the acquisition date, the effect of discounting was not material.

The fair value measurement of the contingent consideration is classified within Level 3 of the fair value hierarchy because it uses significant unobservable inputs, principally the probability of obtaining the required contractual extension. The contingent consideration was remeasured at June 30, 2026, with no change in its fair value recognized during the period.

IFRS 3 requires the amounts to record for the underlying assets and liabilities acquired to be determined at the closing date (the "acquisition date") whereas the consideration for the business was negotiated earlier and voted on by the Frontera shareholders April 30, 2026. Furthermore, deferred tax assets are recorded at undiscounted amounts based on temporary differences existing at the acquisition date and are therefore not recorded at fair value under IFRS. The tax basis of the underlying assets acquired is in Colombian pesos which differs from the functional currency of the company and due to volatility in currencies this also significantly increased the US dollar equivalent value of the tax pools at the acquisition date relative to the time when the purchase was negotiated. As a result, the Company has estimated that the deferred tax assets contributed to the recognition of a bargain purchase gain approximating the deferred tax assets recognized.

The consolidated statements of net income and comprehensive income include results of operations of the Frontera Transaction since the closing date of June 1, 2026. The Company incurred transaction costs in connection with the Frontera Transaction of $28.4 million and $29.0 million for the three and six months ended June 30, 2026 respectively, which are expensed as incurred and presented in the consolidated statements of net income and comprehensive income.

The below amounts are estimates which were made by management at the time of the preparation of these condensed interim consolidated financial statements based on information then available. Amendments may be made to these amounts as values subject to estimate are finalized for a period of up to one year. The pro forma information disclosed below is presented for informational purposes only and is not necessarily indicative of the results that would have been achieved had the Frontera Transaction occurred on January 1, 2026, nor is it indicative of future results.

The key assumptions used in the business combination to calculate the purchase price allocation include reserve estimates of proved plus probable reserves acquired that are based on production forecasts, future commodity prices, future development costs and future production costs.

As a result of the acquisition, the Company recognized a bargain purchase gain of $302.5 million, representing the excess of the fair value of the identifiable net assets acquired over the consideration transferred. The bargain purchase gain was recognized in the consolidated statements of net income and comprehensive income.

Before recognizing the bargain purchase gain, the Company assessed the completeness and accuracy of the assets acquired, liabilities assumed and consideration transferred, including the valuation methodologies and key assumptions applied in determining acquisition-date fair values, in accordance with IFRS 3.

Assets acquired and liabilities assumed		
Assets		
Cash and cash equivalents	$	165,859
Restricted cash and cash equivalents		10,657
Accounts receivables		84,094
Prepaids and other current assets		11,181
Short-term inventory		67,569
Current income tax receivable		61,927
Exploration and evaluation assets		11,089
Property, plant and equipment		986,557
Right-of-use-asset		16,003
Other long-term assets		18,198
Deferred tax asset		302,483
Liabilities		
Accounts payable and accrued liabilities		(344,031)
Derivative financial instruments		(1,282)
Long-term debt - unsecured notes		(307,311)
Customer prepayments		(80,300)
Lease obligations		(16,003)
Decommissioning and environmental liabilities		(179,999)
Other long-term liabilities		(8,013)
Net assets acquired	**$**	**798,678**
Consideration transferred		(496,195)
Bargain purchase gain	**$**	**302,483**

Consideration for the acquisition		
Base purchase price	$	500,000
Purchase price adjustments		(16,305)
Cash consideration paid at closing		483,695
Fair value of contingent consideration		12,500
Total consideration	**$**	**496,195**
Cash paid	$	483,695
Less: Cash and cash equivalents acquired		(176,516)
Net cash outflow on acquisition	**$**	**307,179**

The pro forma results for the six month period ended June 30, 2026 are shown below, as if the Frontera Transaction had occurred on January 1, 2025. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	1,205,557
Net revenue less direct costs	$	569,531

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of net income and comprehensive income for the six months ended June 30, 2026 includes $129.5 million of oil and natural gas sales attributable to the assets acquired since the Frontera Transaction. Revenue less direct costs for the six months ended June 30, 2026 attributable to the assets acquired since the Frontera Transaction is $39.7 million.

Property Acquisition

On March 14, 2025, Parex, through a foreign subsidiary, acquired an additional 25% working interest in the Azogue field in the LLA-32 Block and 12.5% working interest in the remainder of the LLA-32 Block (the "LLA-32 Acquisition") resulting in 100% working interest in the Block for the Company. The Company paid total net consideration of $16.0 million.

The consolidated statement of net income and comprehensive income includes results of operation of the LLA-32 Acquisition since the closing date of March 14, 2025. There were no transaction costs associated with the LLA-32 Acquisition.

This transaction has been accounted for using the acquisition method whereby the assets acquired and the liabilities assumed are recorded at fair values. As the fair value of the identifiable assets was determined to equal the purchase price, no goodwill arose on the transaction. The following table summarizes the recognizable assets acquired and consideration paid pursuant to the acquisition:

Assets acquired and liabilities assumed		
PP&E	$	16,788
Decommissioning liabilities		(820)
	$	15,968

Consideration for the acquisition		
Purchase price	$	19,000
Purchase price adjustments		(3,032)
Net consideration	$	15,968
Cash paid	$	14,970
Working capital adjustments		998
Total consideration paid	**$**	**15,968**

No working capital was included in the assets acquired.

The pro forma results for the period ended March 31, 2025 are shown below, as if the LLA-32 Acquisition had occurred on January 1, 2025. Pro forma results are not indicative of actual results or future performance.

Oil and natural gas sales	$	508,468
Net revenue less direct costs or operating netback[(1)]	$	299,815

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

The pro forma net income and pro forma net income per share, basic and diluted, are considered impracticable to calculate and therefore not included. The consolidated statement of net income and comprehensive income for the six months ended June 30, 2025 includes $11.3 million of oil sales attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition. Revenue less direct costs for the six months ended June 30, 2025 attributable to the assets acquired since the LLA-32 Acquisition is $7.3 million.

Long-Term Inventory

The Company has long-lead material and equipment inventory such as drill casing, natural gas compressors, and other major equipment. With at times strong demand for material and equipment used in oil and gas operations, periodically the Company secures material and equipment ahead of its upcoming capital programs. The Company plans on deploying this long-lead inventory over the coming years.

Cost		
Balance at December 31, 2024	**$**	**199,474**
Additions		10,441
Transfers to E&E and PP&E assets		(25,045)
Transfer to production costs		(1,787)
Sale of inventory		(1,187)
Impairment		(6,470)
Balance at December 31, 2025	**$**	**175,426**
Additions		7,224
Transfers to E&E and PP&E assets		(14,558)
Sale of inventory		(726)
Balance at June 30, 2026	**$**	**167,366**

The table below represents the other long-term inventory expenditures for the three and six months ended June 30, 2026 and 2025:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Additions	**$ 5,547**	$ 5,147	**$ 7,224**	$ 5,877
Transfers to D&P and E&E assets	**(6,607)**	(7,076)	**(14,558)**	(11,510)
Transfer to production costs	**—**	(1,040)	**—**	(1,984)
Sale of inventory	**(183)**	(698)	**(726)**	(698)
Total long-term inventory expenditures, net of transfers and sales	**$ (1,243)**	$ (3,667)	**$ (8,060)**	$ (8,315)

Summary of Quarterly Results

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	**Jun. 30, 2026**	Mar. 31, 2026	Dec. 31, 2025	Sep. 30, 2025
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	**14,515**	13,726	14,664	10,257
Heavy Crude Oil (bbl/d)	**37,130**	29,269	32,267	32,026
Natural gas liquids (boe/d)	**765**	254	171	268
Crude Oil (bbl/d)	**52,410**	43,249	47,102	42,551
Conventional Natural Gas (mcf/d)	**10,266**	8,916	9,024	8,412
Total (boe/d)	**54,121**	44,735	48,606	43,953
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	**91.48**	67.70	56.70	62.32
Financial ($000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	**$ 466,016**	$ 271,377	$ 248,713	$ 252,424
Funds flow provided by operations[5]	**$ 132,054**	$ 113,702	$ 122,922	$ 105,298
Per share – basic[2][4]	**1.37**	1.18	1.28	1.09
Per share – diluted[2][4]	**1.37**	1.18	1.28	1.09
Adjusted Funds flow provided by operations[5]	**$ 191,155**	$ 116,548	$ 122,115	$ 108,491
Per share – basic[2][4]	**1.99**	1.21	1.27	1.12
Per share – diluted[2][4]	**1.98**	1.21	1.27	1.12
Net income	**$ 444,296**	$ 4,589	$ 74,865	$ 50,476
Per share – basic[4]	**4.62**	0.05	0.78	0.52
Per share – diluted[4]	**4.61**	0.05	0.78	0.52
Dividends paid	**$ 26,483**	$ 26,937	$ 26,853	$ 26,892
Per share - Cdn$[4][6]	**0.385**	0.385	0.385	0.385
Capital Expenditures[1]	**$ 133,693**	$ 91,043	$ 84,620	$ 79,961
Total assets (end of period)	**$ 4,235,530**	$ 2,496,102	$ 2,341,092	$ 2,260,531
Outstanding shares (end of period) (000s)	**96,180**	96,115	95,974	96,564
Net debt (net cash)[5]	**$ 906,598**	$ 39,694	$ 4,973	$ 13,167
Working capital surplus (end of period)[3][5]	**$ (83,222)**	$ 135,506	$ 28,027	$ (3,167)

Three months ended ($000s) (except per share amounts)	Jun. 30, 2025	Mar. 31, 2025	Dec. 31, 2024	Sep. 30, 2024
Average daily production				
Light Crude Oil and Medium Crude Oil (bbl/d)	10,182	10,276	9,290	8,774
Heavy Crude Oil (bbl/d)	31,047	32,207	34,882	37,777
Natural gas liquids (boe/d)	316	374	260	290
Crude Oil (bbl/d)	41,545	42,857	44,432	46,841
Conventional Natural Gas (mcf/d)	5,982	4,806	5,190	4,368
Total (boe/d)	42,542	43,658	45,297	47,569
Realized sales price - oil ($/bbl)[6]	61.07	67.05	64.01	69.07
Financial ($000s except per share amounts)				
Oil and natural gas sales	$ 239,070	$ 265,635	$ 277,824	$ 302,033
Funds flow provided by operations[5]	$ 104,821	$ 121,944	$ 141,201	$ 151,773
Per share – basic[2][4]	1.08	1.24	1.43	1.50
Per share – diluted[2][4]	1.08	1.24	1.43	1.50
Adjusted Funds flow provided by operations[5]	$ 103,653	$ 123,305	$ 141,201	$ 151,773
Per share – basic[2][4]	1.06	1.26	1.43	1.50
Per share – diluted[2][4]	1.06	1.26	1.43	1.50
Net income (loss)	$ 49,113	$ 80,629	$ (69,051)	$ 65,793
Per share – basic[4]	0.50	0.82	(0.70)	0.65
Per share – diluted[4]	0.50	0.82	(0.70)	0.65
Dividends paid	$ 27,561	$ 26,365	$ 26,658	$ 28,467
Per share - Cdn$[4][6]	0.385	0.385	0.385	0.385
Capital Expenditures[1]	$ 88,690	$ 57,054	$ 82,110	$ 82,367
Total assets (end of period)	$ 2,223,178	$ 2,197,955	$ 2,155,062	$ 2,290,683
Outstanding shares (end of period) (000s)	97,184	97,814	98,339	100,031
Net debt (net cash)[5]	(2,048)	(19,040)	603	(7,509)
Working capital surplus (end of period)[3][5]	$ 20,048	$ 69,040	$ 59,397	$ 37,509

(1) Non-GAAP financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(2) Non-GAAP ratio. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(3) Working capital does not include the undrawn amount available on the credit facility.
(4) Per share amounts (with the exception of dividends) are based on weighted average common shares. Dividends paid per share are based on the number of common shares outstanding at each dividend record date.
(5) Capital management measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".
(6) Supplementary financial measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Factors that Caused Variations Quarter Over Quarter

Trends in net income, oil and natural gas sales and funds flow provided by operations are primarily associated with fluctuations in commodity sales from production which reflect changes in production levels and commodity prices, in addition to fluctuations in foreign currency (see "Foreign Exchange" section). The acquisition of Frontera Energy Corporation's exploration and production assets, completed on June 1, 2026, also impacted quarter-over-quarter trends through the inclusion of the acquired operations' production, revenue, operating expenses and other financial statement items.

Net income is also impacted by changes in non-cash impairment of property, plant and equipment, exploration and evaluation and long term-inventory assets, as well as acquisition-related accounting adjustments, including fair value adjustments recognized as part of the purchase price allocation. Changes in income taxes, as discussed in the section "Income Tax", also impact net income for current and deferred taxes, while funds flow provided by operations is impacted by current income taxes.

Working capital trends are primarily associated with fluctuations in funds flow provided by operations, capital expenditures and long-term inventory expenditures in accordance with the Company's activities, as well as the timing of settlement of receivables, payables and income taxes. Quarter-over-quarter working capital changes also reflect the impact of the Frontera Transaction, including the assumption of acquired working capital balances, debt-related balances and other liabilities recognized at fair value on the acquisition date. Financing activities, including bank debt borrowings or repayments, the issuance or repayment of debt, and the cost associated with share repurchases and dividend payments, also impact working capital and liquidity trends.

Refer to "Financial and Operating Results" for detailed discussions on variations during the comparative quarters and to Parex's previously issued annual and interim MD&As for further information regarding changes in prior quarters.

Liquidity and Capital Resources

The Company remains committed to delivering returns to shareholders, while also investing in its assets to provide a total shareholder return. The Company primarily relies on funds flow provided by operations and its credit facility to meet capital requirements, dividend payments, share repurchases and maintain liquidity. After evaluating its current liquidity, working capital position, projected working capital needs, operational results, and financial forecasts, the Company anticipates that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities. While the Company deems this outlook reasonable, available cash and cash equivalents are subject to variations and risk associated with ordinary operations, and it cannot guarantee that all or part of its liquidity objective will be met, that sufficient internal funds will be generated, or that external financing will be available if needed.

The Company can adjust its capital structure by issuing new equity or debt and making adjustments to its capital expenditure, share buy-back and dividend programs to the extent the capital expenditures are not committed. The Company considers its capital structure to include shareholders' equity, the credit facility, unsecured notes and its working capital. As at June 30, 2026, shareholders' equity was $2,351.7 million (December 31, 2025 - $1,952.9 million).

As at June 30, 2026, the Company had a working capital deficit of $83.2 million[(1)] as compared to a working capital surplus of $28.0 million[(1)] at December 31, 2025. The decrease was primarily attributable to the acquisition of Frontera and the related assumption of current liabilities, partially offset by higher unrestricted cash balances.

As at June 30, 2026, Parex held $163.3 million of unrestricted cash compared to $58.3 million at December 31, 2025. The Company's cash balances reside primarily in current accounts with chartered financial institutions, the majority of which are held on account in Canada, Switzerland and Colombia in USD.

Parex's senior secured credit facility is with a syndicate of three Canadian banks and has a current borrowing base of $240.0 million (December 31, 2025 - $240.0 million). The credit facility is intended to provide additional liquidity and fund cash or letter of credit needs as they arise. As at June 30, 2026, there was no draw on the credit facility (at December 31, 2025 - $33.0 million was drawn). The credit facility is secured by the Company's Colombian assets and has final maturity date of May 31, 2028. The next annual review is scheduled to occur in May 2027. Parex expects to draw on the credit facility at various times to manage timing differences associated with timing of vendor payments and oil sales collections. Key covenants include a rolling four quarters total funded debt to adjusted EBITDA test of 3.50:1, senior secured debt to adjusted EBITDA test of 3.00:1, and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company is in compliance with all covenants.

On May 11, 2026, in conjunction with the Frontera Transaction, the Company completed a $500.0 million private placement offering of senior unsecured notes due 2031 ("2031 Unsecured Notes") to fund the acquisition and for general corporate purposes. The notes were priced at par, bear interest at a rate of 8.50% per annum and mature on May 11, 2031, unless earlier redeemed or repurchased. The interest is payable semi-annually in arrears on November 11 and May 11 of each year, beginning on November 11, 2026. The carrying value for the 2031 Unsecured Notes as at June 30, 2026 was $485.0 million compared to the fair value of $508.0 million (Level 2 input). Gross proceeds from the issuance were $500.0 million, with initial carrying amount of $484.6 million after deducting the initial offering expenses payable by the Company of $15.4 million. Key covenants include a fixed charge test of not less than 2.25:1 and net debt to adjusted EBITDA test of 3.50:1 and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all key covenants at June 30, 2026.

As part of the Frontera Transaction, the Company assumed all of Frontera's obligations under its $310.0 million aggregate principal amount of 7.875% senior unsecured notes due 2028 ("2028 Unsecured Notes") issued on June 21, 2021. The interest is payable semi-annually in arrears on June 21 and December 21 of each year, beginning on December 21, 2021. The 2028 Unsecured Notes will mature June 21, 2028, unless earlier redeemed or repurchased. The carrying value for the 2028 Unsecured Notes as at June 30, 2026 was $307.3 million compared to the fair value of $308.8 million (Level 2 input). Key covenants include a fixed charge test of not less than 2.25:1 and net debt to adjusted EBITDA test of 3.25:1 and other standard business operating covenants for each reporting period. The Company was in compliance with all key covenants at June 30, 2026.

The 2028 and 2031 unsecured notes are subordinated to secured debt to the extent of the value of the assets securing such indebtedness.

Refer to note 27 - Commitments and Contingencies of the interim financial statements for the period ended June 30, 2026 for information regarding performance guarantees and unsecured letters of credit.

(1) Capital Management Measure. See "Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory".

Outstanding Share Data

Parex is authorized to issue an unlimited number of voting common shares without nominal or par value. As at June 30, 2026 the Company had 96,180,254 common shares outstanding compared to 95,974,136 at December 31, 2025. At July 30, 2026 the Company had 96,180,254 common shares outstanding.

The Company has a stock option plan that provides for the issuance of stock options to acquire common shares to the Company's officers, executives and certain employees resulting in common shares issued from treasury.

As at July 30, 2026 Parex has the following securities outstanding:

	Number	%
Common shares	96,180,254	99 %
Stock options	1,220,293	1 %
	97,400,547	**100 %**

As of the date of this MD&A, total stock options outstanding represent approximately 1% of the total issued and outstanding common shares.

Contractual Obligations, Commitments and Contingencies

In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will affect the Company's future operations and liquidity. These commitments primarily relate to joint venture farm-in arrangements, business collaboration agreements and exploration work commitments including seismic and drilling activities. The Company has discretion regarding the timing of capital spending for exploration work commitments, provided that the work is completed by the end of the exploration periods specified in the contracts or the Company can negotiate extensions of the exploration periods. The Company's exploration commitments are described in the Company's AIF under "Principal Properties". These obligations and commitments are considered in assessing cash requirements in the discussion of future liquidity.

The following table summarizes the Company's estimated undiscounted commitments as at June 30, 2026:

	2026	2027	2028	2029	2030	Thereafter	Total
Exploration and Evaluation							
Minimum work commitments	$ 40,655	$ 143,911	$ 104,155	$ 11,689	$ —	$ 405,504	705,914
Transportation	13,884	2,554	—	—	—	—	16,438
Operating leases	1,228	2,271	623	—	—	—	4,122
Other commitments							
Purchased oil	58,325	—	—	—	—	—	58,325
Energy supply commitments	16,630	12,537	13,109	8,249	8,495	8,741	67,761
Decommissioning and Environmental Obligations	27,707	—	—	—	—	714,309	742,016
Total	**$ 158,429**	**$ 161,273**	**$ 117,887**	**$ 19,938**	**$ 8,495**	**$1,128,554**	**$1,594,576**

Exploration and Evaluation Minimum work commitments

At June 30, 2026, performance guarantees to support the exploration work commitments on the Company's Colombian concessions were in place with the ANH and Ecopetrol joint venture blocks in the amount of $504.1 million (December 31, 2025 - $235.1 million). The guarantees have been provided in the form of letters of credit for varying terms that are mainly provided by select Latin American banks on an unsecured basis. The letters of credit issued to the ANH and Ecopetrol are reduced from time to time to reflect the work performed on the various blocks.

The value of the Company's exploration commitments as at June 30, 2026 in respect of the Colombia work commitments under E&P contracts, and joint venture farm-in arrangements, is as disclosed above.

Transportation
Includes ship-or-pay contracts with Bicentenario and Cenit where the pledged inventory crude oil is stored in Cenit's terminal of Coveñas (TLU-3) instead of Ocensa's terminal. A pledge agreement with Ocensa and Cenit is in place, which guarantees the payment obligations of both contracts.

Operating leases
In the normal course of business, Parex has entered into arrangements and incurred obligations that will impact the Company's future operations and liquidity. These commitments include leases for office space and accommodations. The existing minimum lease payments for office space and accommodations at June 30, 2026 are as disclosed above.

Purchased oil
Includes an agreement in place covering crude oil purchases for 2026.

Energy supply
Includes executed contracts for grid-connected, on-site generation, and solar power sources, ensuring the electricity supply across operational blocks, particularly Quifa and CPE-6.

Contingencies
The Company is involved in various claims and litigation arising from the normal course of business. Given the outcomes of these matters are uncertain, there can be no assurance that such matters will be resolved in the Company's favour. Management has assessed the likelihood of settlement and determined the best estimate based on relevant information and the probability of outcomes. Significant judgement was applied in estimating the range of possible outcomes given the uncertainty involved.

Refer to Note 8 - Business Combinations of the condensed interim financial statements for the period ended June 30, 2026 regarding the contingent payment agreed to as part of the consideration of the Frontera Transaction.

Decommissioning and Environmental Liabilities

	Decommissioning	Environmental	Total
Balance, December 31, 2024	$ 68,469	$ 9,206	$ 77,675
Additions	6,407	3,275	9,682
Property acquisitions - Note 9	702	118	820
Settlements of obligations during the year	(5,877)	(3,635)	(9,512)
Loss (gain) on settlement of obligations	596	(449)	147
Accretion expense	8,160	962	9,122
Change in estimate - inflation and discount rates	(6,197)	(1,192)	(7,389)
Change in estimate - costs and timing of settlements	2,216	1,490	3,706
Foreign exchange loss	3,087	1,827	4,914
Balance, December 31, 2025	$ 77,563	$ 11,602	$ 89,165
Additions	10,772	2,723	13,495
Acquired on close of business combination - Note 8	156,249	23,750	179,999
Discount rate adjustment on obligations acquired	32,355	5,894	38,249
Settlements of obligations during the period	(8,614)	(2,450)	(11,064)
Gain on settlement of obligations	(1,046)	(175)	(1,221)
Accretion expense	5,442	826	6,268
Change in estimate - inflation and discount rates	17,830	4,264	22,094
Change in estimate - costs and timing of settlements	(5,014)	935	(4,079)
Foreign exchange loss	5,537	3,120	8,657
Balance, June 30, 2026	**$ 291,074**	**$ 50,489**	**$ 341,563**
Current obligation	(18,572)	(9,135)	(27,707)
Long-term obligation	**$ 272,502**	**$ 41,354**	**$ 313,856**

The total environmental, decommissioning and restoration obligations were determined by management based on the estimated costs to settle environmental impact obligations incurred and to reclaim and abandon the wells and well sites based on contractual requirements. The obligations are expected to be funded from the Company's internal resources available at the time of settlement.

The total decommissioning and environmental liability is estimated based on the Company's net ownership in wells drilled as at June 30, 2026, the estimated costs to abandon and reclaim the wells and well sites and the estimated timing of the costs to be paid in future periods. The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's decommissioning liability is approximately $641.6 million as at June 30, 2026 (December 31, 2025 – $244.5 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2025 – 12.5% risk-free discount rate and a 4% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used are based on forecast Colombia rates.

Included in the decommissioning liability is $18.6 million (December 31, 2025 – $7.3 million) that is classified as a current obligation.

The total undiscounted amount of cash flows required to settle the Company's environmental liability is approximately $100.4 million as at June 30, 2026 (December 31, 2025 – $29.7 million) with the majority of these costs anticipated to occur in 2033 or later in Colombia. A risk-free discount rate of 11.4% and an inflation rate of 4.0% were used in the valuation of the liabilities (December 31, 2025 – 12.5% risk-free discount rate and a 4% inflation rate). The risk-free discount rate and the inflation rate used are based on forecast Colombia rates.

Included in the environmental liability is $9.1 million (December 31, 2025 – $2.8 million) that is classified as a current obligation.

Decommissioning liabilities are considered critical accounting estimates. There are significant uncertainties related to decommissioning expenditures and the impact on the financial statements could be material. The eventual timing of and costs for these expenditures could differ from current estimates. The main factors that can cause expected estimated cash flows in respect of decommissioning liabilities to change are:

- Changes in laws and legislation;
- Construction of new facilities;
- Change in commodity price;
- Change in the estimate of oil reserves and the resulting amendment to the life of reserves;
- Changes in technology; and
- Execution of decommissioning liabilities.

Subsequent Events

Ecopetrol Strategic Partnership

Previously, on May 4, 2026, the Company announced that it had executed an agreement with its strategic partner Ecopetrol S.A., whereby the Company will earn a 50% participating share in the Casabe and Llanito blocks in the Magdalena Basin of Colombia, upon spudding the first well on each block. The assets currently produce approximately 15,000 bbl/d of medium crude oil (gross).This production is expected to add a stable, cash-generating base to Parex's portfolio while also establishing a new core operating and development area for future growth.

With the agreement closed as of July 29, 2026, and all regulatory approvals received, Parex plans to spud its first wells during H2 2026 and trigger its participating share on each block.

Advisory on Forward-Looking Statements

Certain information regarding Parex set forth in this MD&A, including assessments by the Company's management of the Company's plans and future operations, contains forward-looking statements that involve substantial known and unknown risks and uncertainties. The use of any of the words "plan", "expect", "continue", "forecast", "project", "intend", "believe", "anticipate", "estimate" or other similar words, or statements that certain events or conditions "may" or "will" occur are intended to identify forward-looking statements. Such statements represent the Company's internal projections, estimates or beliefs concerning, among other things, future growth, results of operations, production, future capital and other expenditures (including the amount, nature and sources of funding thereof), competitive advantages, plans for and results of drilling activity, environmental matters, business prospects and opportunities. These statements are only predictions and actual events or results may differ materially. Although the Company's management believes that the expectations reflected in the forward-looking statements are reasonable, it cannot guarantee future results, levels of activity, performance or achievement since such expectations are inherently subject to significant business, economic, competitive, political and social uncertainties and contingencies. Many factors could cause the Company's actual results to differ materially from those expressed or implied in any forward-looking statements made by, or on behalf of, Parex. In particular, forward-looking statements contained in this MD&A include, but are not limited to, statements with respect to:

- the Company's operational strategy, plans, priorities and focus;
- Parex's expectation to provide a total shareholder return, while investing in the Company's assets;
- Parex's expectations as to debt levels, commodity risk management and other hedging activities;
- Parex's expectations that a portion of its site restoration costs will be recovered through insurance;
- Parex's H2 and FY 2026 guidance, including its anticipated capital expenditures; funds flow provided by operations and average production;

- Parex's anticipated H2 2026 production, transportation and G&A expenses per boe;
- Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period;
- that Parex will review its exposure to foreign currency variations on an ongoing basis;
- Parex's foreign exchange sensitivity analysis;
- the terms and purpose of the Company's credit facility including the timing of the next annual review;
- the Company's plan to draw on the credit facility at various times to manage timing differences associated with the timing of vendor payments and oil sales collections;
- the Company's expectation that its available cash and cash equivalents, credit facilities, and expected funds flow provided by operations will be sufficient to support the growth of the Company and fund development activities;
- Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and decommissioning and environmental obligations, and the anticipated timing thereof;
- the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement;
- foreign currency risk and the ability to reverse unrealized foreign exchange gains and losses in the future;
- the Company's risk management strategy and the fluctuation of earnings based on strip prices;
- expectations regarding the integration of the Frontera assets and realization of anticipated synergies and benefits therefrom;
- expectations regarding Parex's participation in the Casabe and Llanito blocks in the Magdalena Basin under its business collaboration with Ecopetrol, including the current approximate production and timing of first well spud thereunder;
- anticipated timing of spudding the Company's first well at the Piedemonte prospect in Fall 2026 and commencement of civil works;
- expectations regarding exploration success at LLA-111, the expansion of a multi-field development in the Eastern Llanos, current and anticipated production levels therefrom, and the anticipated long-term production capacity trajectory;
- anticipated timing of beginning civil works at Farallones in H2 2026;
- expectations regarding the identification and capture of operational and strategic synergies from the Frontera Transaction, including in marketing, supply chain, tax and other functions, and the expected timing of realizing associated benefits;
- performance projections in connection with elevated energy costs, including expectations that production expense will trend toward the upper end of H2 2026 guidance;
- the Company's risk management strategy and the use of derivatives primarily with financial institutions to manage movements in the price of crude oil, fluctuations in the USD/COP exchange rate and interest rate movements; that the Company will be able to manage and forecast cash flow through derivative contracts;
- the Company's estimated effective tax rates for 2026;
- Parex's plans of deploying its long-lead material inventory over the coming years;
- anticipated Brent prices and fluctuations in Parex's realized price differential to Brent crude period over period; and
- terms of certain of Parex's contractual obligations.

These forward-looking statements are subject to numerous risks and uncertainties, including but not limited to: the impact of general economic conditions in Canada and Colombia; an unpredictable tariff and trade environment; prolonged volatility and fluctuations in commodity prices; industry conditions including changes in laws and regulations such as the adoption of new environmental laws and regulations, and changes in how they are interpreted and enforced in Canada and Colombia; determination by the Organization of Petroleum Exporting Countries and other countries as to production levels; competition; lack of availability of qualified personnel; the results of exploration and development drilling and related activities; imprecisions in reserve, resource and revenue estimates; incorrect forecasts of the production and growth potential of Parex's assets; obtaining required approvals of regulatory authorities in Canada and Colombia; risks associated with negotiating with foreign governments as well as country risk associated with conducting international activities; fluctuations in foreign exchange or interest rates; geopolitical disruption including the U.S.-Iran conflict and the consequences arising therefrom; environmental risks; changes in income tax laws or changes in tax laws and incentive programs relating to the oil and natural gas industries; ability to access sufficient capital from internal and external sources; risk that the Company will not be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; risk of failure to achieve the anticipated benefits associated with acquisitions, including the integration of the Frontera assets; failure of counterparties to perform under the terms of their contracts; changes to pipeline capacity; the risk that Brent oil prices may be lower than anticipated; the risk that Parex's evaluation of its existing portfolio of development and exploration opportunities may not be consistent with its expectations; the risk that Parex may not have sufficient financial resources in the future to provide distributions to its shareholders; the risk that the Board may not declare dividends in the future and that there may not be base dividend growth or that Parex's dividend policy changes; the risk that Parex's risk management strategy may not be an effective means of managing and forecasting cash flow; the risk that Parex may not be responsive to changes in commodity prices; the risk that the Company's capital and operating expenditures relating to the protection of the environment may be greater than anticipated; the risk that Parex may not meet its production or capital expenditure guidance for the year ended December 31, 2026; the risk that the Company's environmental strategies may not be successful and that the Company may not remain in material compliance with environmental protection legislation; the risk that Parex may not deploy its long-lead inventory when anticipated; the risk that Parex may not be successful in attracting and retaining qualified successors to senior officers in the event of departure; risks related to the integration of the Frontera assets and the realization of the anticipated synergies and benefits therefrom; risk related to the Ecopetrol partnership, including the timing of first production, the execution of the capital program, and the realization of anticipated benefits therefrom; risks related to the Ecopetrol partnership and the satisfaction of the arrangement's conditions related thereto; the uncertainties and factors discussed under "Decommissioning and

Environmental Liabilities" in this MD&A; and other factors, many of which are beyond the control of the Company. Readers are cautioned that the foregoing list of factors is not exhaustive. Additional information on these and other factors that could affect the Company's operations, business environment and financial results is included in the "Risk Factors" section in the Company's AIF for the year ended December 31, 2025 and in reports on file with Canadian securities regulatory authorities and may be accessed through the SEDAR+ website (www.sedarplus.ca) or Parex's website at www.parexresources.com.

Although the forward-looking statements contained in this MD&A are based upon assumptions which management believes to be reasonable, the Company cannot assure investors that actual results will be consistent with these forward-looking statements. With respect to forward-looking statements contained in this MD&A, Parex has made assumptions regarding, among other things: current and anticipated commodity prices and royalty regimes; availability of skilled labour; timing and amount of capital expenditures; uninterrupted access to areas of the Company's operations and infrastructure; future exchange rates; the price of oil, including the anticipated Brent oil price; the impact of increasing competition; conditions in general economic and financial markets; availability of drilling and related equipment; effects of regulation by governmental agencies and environmental legislation on the Company's operations; recoverability of reserves and future production rates; timing and number of dry hole write-offs permitted for Colombian tax purposes; royalty rates; future operating costs; foreign exchange rates; the status of litigation; timing of drilling and completion of wells; receipt of partner, regulatory and community approvals; that the Company will have sufficient cash flow, debt or equity sources or other financial resources required to fund its capital and operating expenditures and requirements as needed; that the Company's conduct and results of operations will be consistent with its expectations; that the Company will have the ability to develop the Company's oil and gas properties in the manner currently contemplated; that Parex's evaluation of its existing portfolio of development and exploration opportunities is consistent with its expectations; current or, where applicable, proposed industry conditions, laws and regulations will continue in effect or as anticipated as described herein; that the estimates of the Company's production and reserves volumes and the assumptions related thereto (including commodity prices and development costs) are accurate in all material respects; the successful integration of the Frontera assets and the realization of anticipated synergies and benefits therefrom; the successful execution of the Ecopetrol partnership arrangement including the timing of first production and capital commitments and the realization of anticipated benefits therefrom; that the Company will be able to obtain contract extensions or fulfill the contractual obligations required to retain its rights to explore, develop and exploit any of its undeveloped properties; on-stream timing of production from successful exploration wells; operational performance of non-operated producing fields; pipeline capacity; that Parex will have sufficient financial resources to pay dividends and acquire shares pursuant to its NCIB in the future; that strip prices will remain unchanged; and other matters. The ability of the Company to carry out its business plan is primarily dependent upon the continued support of its shareholders, the discovery of economically recoverable reserves and the ability of the Company to obtain financing or generate sufficient cash flow to develop such reserves.

Forward-looking statements and other information contained in this MD&A concerning the oil and natural gas industry in the countries in which it operates and the Company's general expectations concerning this industry are based on estimates prepared by Management using data from publicly available industry sources as well as from resource reports, market research and industry analysis and on assumptions based on data and knowledge of this industry which the Company believes to be reasonable. However, this data is inherently imprecise, although generally indicative of relative market positions, market shares and performance characteristics. While the Company is not aware of any material misstatements regarding any industry data presented herein, the oil and natural gas industry involves numerous risks and uncertainties and is subject to change based on various factors.

Management has included forward-looking information, and the above summary of assumptions and risks related to forward-looking information in this MD&A in order to provide shareholders with a more complete perspective on the Company's current and future operations and such information may not be appropriate for other purposes. The Company's actual results, performance or achievement could differ materially from those expressed in, or implied by, these forward-looking statements and, accordingly, no assurance can be given that any of the events anticipated by the forward-looking statements will transpire or occur, or if any of them do, what benefits Parex will derive therefrom. readers are cautioned not to place undue reliance of forward-looking information. These forward-looking statements are made as of the date of this MD&A and Parex disclaims any intent or obligation to update publicly any forward-looking statements, whether as a result of new information, future events or results or otherwise, other than as required by applicable securities laws.

This MD&A contains information that may constitute a financial outlook under applicable securities laws about the Company's potential financial position, including, but not limited to: Parex's H2 and 2026 guidance, including its anticipated capital expenditures and funds flow provided by operations; Parex's anticipated H2 2026 production expense per boe; Parex's expectations that its transportation expense will fluctuate period over period due to the mix of sales contracts types in force during the period; Parex's foreign exchange sensitivity analysis; Parex's estimated undiscounted commitments, including exploration, office and accommodations and decommissioning and environmental obligations; and the anticipated timing thereof; the anticipated total undiscounted cash flows required to settle the Company's decommissioning and environmental liability cost, the anticipated timing thereof, and the internal resources available to the Company at the time of settlement; and the Company's estimated effective tax rate for 2026; all of which are subject to numerous assumptions, risk factors, limitations and qualifications, including those set forth in the above paragraphs. The actual results of operations of the Company and the resulting financial results will vary from the amounts set forth in this MD&A and such variations may be material. This information has been provided for illustration only and with respect to future periods is based on budgets and forecasts that are speculative and are subject to a variety of contingencies and may not be

appropriate for other purposes. Accordingly, these estimates are not to be relied upon as indicative of future results. Except as required by applicable securities laws, the Company undertakes no obligation to update such financial outlook. The financial outlook contained in this MD&A was made as of the date of this MD&A and was provided for the purpose of providing further information about the Company's potential future business operations. Readers are cautioned that the financial outlook contained in this MD&A is not conclusive and is subject to change, and should not be used for purposes other than for which it is disclosed herein.

Distribution Advisory

The Company's future shareholder distributions, including but not limited to the payment of dividends and the acquisition by the Company of its shares pursuant to its NCIB, if any, and the level thereof is uncertain. Any decision to pay further dividends on the common shares (including the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date in connection therewith and any special dividends) or acquire shares of the Company will be subject to the discretion of the Board of Directors of Parex and may depend on a variety of factors, including, without limitation the Company's business performance, financial condition, financial requirements, growth plans, expected capital requirements and other conditions existing at such future time including, without limitation, contractual restrictions and satisfaction of the solvency tests imposed on the Company under applicable corporate law. Further, the actual amount, the declaration date, the record date and the payment date of any dividend are subject to the discretion of the Board. There can be no assurance that the Company will pay dividends or repurchase any shares of the Company in the future.

Oil and Gas Advisory

This MD&A contains a number of oil and gas metrics, including operating netbacks and FFO netbacks. These oil and gas metrics have been prepared by management and do not have standardized meanings or standard methods of calculation and therefore such measures may not be comparable to similar measures used by other companies and should not be used to make comparisons. Such metrics have been included herein to provide readers with additional measures to evaluate the Company's performance; however, such measures are not reliable indicators of the future performance of the Company and future performance may not compare to the performance in previous periods and therefore such metrics should not be unduly relied upon. Management uses these oil and gas metrics for its own performance measurements and to provide security holders with measures to compare the Company's operations over time. Readers are cautioned that the information provided by these metrics, or that can be derived from the metrics presented in this MD&A, should not be relied upon for investment or other purposes.

The term "Boe" means a barrel of oil equivalent on the basis of 6 thousand cubic feet ("Mcf") of natural gas to 1 bbl. Boe may be misleading, particularly if used in isolation. A boe conversion ratio of 6 Mcf:1 Bbl is based on an energy equivalency conversion method primarily applicable at the burner tip and does not represent a value equivalency at the wellhead. Given the value ratio based on the current price of crude oil as compared to natural gas is significantly different from the energy equivalency of 6 Mcf:1Bbl, utilizing a conversion ratio at 6 Mcf:1 Bbl may be misleading as an indication of value.

Non-GAAP and Other Financial Measures Advisory

This MD&A uses various "non-GAAP financial measures", "non-GAAP ratios", "supplementary financial measures" and "capital management measures" (as such terms are defined in National Instrument 52-112 - Non-GAAP and Other Financial Measures Disclosure), which are described in further detail below. Such measures are not standardized financial measures under IFRS and might not be comparable to similar financial measures disclosed by other issuers. Investors are cautioned that non-GAAP financial measures should not be construed as alternatives to or more meaningful than the most directly comparable GAAP measures as indicators of Parex's performance. The forward-looking non-GAAP financial measures used in this MD&A have no significant difference from their equivalent historical non-GAAP financial measures.

These measures facilitate management's comparisons to the Company’s historical operating results in assessing its results and strategic and operational decision-making and may be used by financial analysts and others in the oil and natural gas industry to evaluate the Company’s performance. Further, management believes that such financial measures are useful supplemental information to analyze operating performance and provide an indication of the results generated by the Company's principal business activities.

Set forth below is a description of the non-GAAP financial measures, non-GAAP ratios, supplementary financial measures and capital management measures used in this MD&A.

Non-GAAP Financial Measures

Capital expenditures, *is a non-GAAP financial measure which the Company uses to describe its capital costs associated with oil and gas expenditures. The measure considers both property, plant and equipment expenditures and exploration and evaluation asset expenditures which are items in the Company's statement of cash flows for the period and is calculated as follows:*

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Property, plant and equipment expenditures	**$ 69,131**	$ 49,067	**$ 117,413**	$ 94,018
Exploration and evaluation expenditures	**64,562**	39,623	**107,323**	51,726
Capital expenditures	**$ 133,693**	$ 88,690	**$ 224,736**	$ 145,744

	For the three months ended					
	March 31,	December 31,	September 30,	March 31,	December 31,	September 30,
($000s)	2026	2025	2025	2025	2024	2024
Property, plant and equipment expenditures	$ 48,282	$ 47,575	$ 59,002	$ 44,951	$ 62,799	$ 68,406
Exploration and evaluation expenditures	42,761	37,045	20,959	12,103	19,311	13,961
Capital expenditures	$ 91,043	$ 84,620	$ 79,961	$ 57,054	$ 82,110	$ 82,367

Free funds flow, *is a non-GAAP financial measure that is determined by funds flow provided by operations less capital expenditures. The Company considers free funds flow to be a key measure as it demonstrates Parex's ability to fund return of capital, such as the normal course issuer bid or dividends, without accessing outside funds and is calculated as follows:*

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Cash provided by operating activities	**$ 199,235**	$ 142,642	**$ 223,321**	$ 230,020
Net change in non-cash assets and liabilities	**(67,181)**	(37,821)	**22,435**	(3,255)
Funds flow provided by operations	**132,054**	104,821	**245,756**	226,765
Capital expenditures, excluding corporate acquisitions	**133,693**	88,690	**224,736**	145,744
Free funds flow	**$ (1,639)**	$ 16,131	**$ 21,020**	$ 81,021

EBITDA*, is a non-GAAP financial measure that is defined as net income adjusted for finance income and expense, other expense, income tax expense and depletion, depreciation and amortization.*

Adjusted EBITDA, *is a non-GAAP financial measure defined as EBITDA adjusted for non-cash impairment charges, share-based compensation expense, gain on acquisition, transaction costs, non-cash inventory fair value adjustment, unrealized foreign exchange gains (losses) and unrealized gains (losses) on risk management contracts and marketable securities.*

The Company considers EBITDA and Adjusted EBITDA to be key measures as they demonstrate Parex's profitability before finance income and expenses, taxes, depletion, depreciation and amortization and other non-cash items. A reconciliation from net income to EBITDA and Adjusted EBITDA is as follows:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Net income	**$ 444,296**	$ 49,113	**$ 448,885**	$ 129,742
Adjustments to reconcile net income to EBITDA:				
Finance income	**(2,740)**	(612)	**(6,144)**	(1,909)
Finance expense	**17,219**	5,474	**23,984**	10,530
Other expense	**8,970**	12,453	**26,327**	13,600
Income tax expense (recovery)	**(42,576)**	9,623	**(23,342)**	12,701
Depletion, depreciation and amortization	**62,382**	47,949	**113,671**	98,368
EBITDA	**$ 487,551**	$ 124,000	**$ 583,381**	$ 263,032
Share-based compensation expense	**(341)**	6,476	**18,326**	8,568
Gain on acquisition	**(302,483)**	—	**(302,483)**	—
Transaction costs	**28,390**	—	**29,000**	—
Non-cash inventory fair value adjustment	**9,365**	—	**9,365**	—
Unrealized foreign exchange gain	**(2,217)**	(2,369)	**(1,507)**	(7,288)
Unrealized gain on commodity risk management contracts	**(30,635)**	(362)	**(1,050)**	(1,160)
Unrealized (gain) loss on marketable securities	**2,433**	—	**(10,285)**	—
Adjusted EBITDA	**$ 192,063**	$ 127,745	**$ 324,747**	$ 263,152

***Operating netback**, is a non-GAAP financial measure that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback as oil and natural gas sales from production, less purchased crude oil, royalties, production, and transportation expense. Refer to "Financial and Operational Results – Consolidated Results of Operations" for the calculation of operating netback.*

Non-GAAP Ratios

***Operating netback per boe**, is a non-GAAP ratio that the Company considers to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability relative to current commodity prices. Parex calculates operating netback per boe as operating netback divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption for oil and natural gas sales price, oil and natural gas sales price, net of purchased crude oil, royalties, production and transportation expense per boe.*

***Funds flow provided by operations netback per boe** , is a non-GAAP ratio that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities, divided by produced oil and natural gas sales volumes before consumption. The Company considers funds flow provided by operations netback per boe to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to current commodity prices.*

***Adjusted funds flow provided by operations per share**, is a non-GAAP ratio that is calculated by dividing adjusted funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted adjusted funds flow provided by operations excluding the one-time costs of nonrecurring transaction-related costs and realized losses on hedging contracts per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted adjusted funds flow provided by operations per share or FFO per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding excluding items that may not reflect ongoing operating performance, relative to current commodity prices.*

***Adjusted funds flow provided by operations netback per boe,** is a capital management measure calculated as funds flow provided by operations, adjusted to exclude non-recurring transaction-related costs and realized (gains) losses on commodity risk management contracts. The Company considers adjusted funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after cash costs, excluding items that may not reflect ongoing operating performance, relative to current commodity prices.*

***Basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share**, is a non-GAAP ratio that is calculated by dividing funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted funds flow provided by operations per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted funds flow provided by operations per share or FFO per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding.*

***Basic and diluted adjusted funds flow provided by operations per share or FFO per share**, is a non-GAAP ratio that is calculated by dividing adjusted funds flow provided by operations by the weighted average number of basic and diluted shares outstanding. Parex presents basic and diluted adjusted funds flow provided by operations adjusted to exclude non-recurring transaction-related costs and realized (gains) losses on commodity risk management contracts per share whereby per share amounts are calculated using weighted-average shares outstanding, consistent with the calculation of earnings per share. The Company considers basic and diluted adjusted funds flow provided by operations per share or FFO per share to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs relative to the weighted average number of basic and diluted shares outstanding excluding items that may not reflect ongoing operating performance, relative to current commodity prices.*

Capital Management Measures

***Funds flow provided by operations,** is a capital management measure that includes all cash generated from operating activities and is calculated before changes in non-cash assets and liabilities. The Company considers funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after all cash costs.*

***Adjusted funds flow provided by operations,** is a capital management measure calculated as funds flow provided by operations, adjusted to exclude non-recurring transaction-related costs and realized (gains) losses on commodity risk management contracts. The Company considers adjusted funds flow provided by operations to be a key measure as it demonstrates Parex's profitability after cash costs, excluding items that may not reflect ongoing operating performance.*

A reconciliation from cash provided by operating activities to funds flow provided by operations and adjusted funds flow provided by operations is as follows:

	For the three months ended June 30,		For the six months ended June 30,	
($000s)	**2026**	2025	**2026**	2025
Cash provided by operating activities	**$ 199,235**	$ 142,642	**$ 223,321**	$ 230,020
Net change in non-cash assets and liabilities	**(67,181)**	(37,821)	**22,435**	(3,255)
Funds flow provided by operations	**132,054**	104,821	**245,756**	226,765
Transaction costs	**28,390**	—	**29,000**	—
Realized loss (gain) on commodity risk management contracts	**30,711**	(1,168)	**32,947**	193
Adjusted funds flow provided by operations	**$ 191,155**	$ 103,653	**$ 307,703**	$ 226,958

	For the three months ended					
($000s)	March 31, 2026	December 31, 2025	September 30, 2025	March 31, 2025	December 31, 2024	September 30, 2024
Cash provided by operating activities	$ 24,086	$ 107,744	$ 86,992	$ 87,621	$ 67,847	$ 181,874
Net change in non-cash assets and liabilities	89,616	15,178	18,306	34,323	73,354	(30,101)
Funds flow provided by operations	113,702	122,922	105,298	121,944	141,201	151,773
Transaction costs	610	—	—	—	—	—
Realized (gain) loss on commodity risk management contracts	2,236	(807)	3,193	1,361	—	—
Adjusted funds flow provided by operations	$ 116,548	$ 122,115	$ 108,491	$ 123,305	$ 141,201	$ 151,773

Working capital surplus (deficit), *is a capital management measure which the Company uses to describe its liquidity position and ability to meet its short-term liabilities. Working capital surplus (deficit) is defined as current assets less current liabilities:*

	As at June 30,	
($000s)	**2026**	2025
Current assets	**$ 602,247**	$ 239,485
Current liabilities	**685,469**	219,437
Working capital (deficit) surplus	**$ (83,222)**	$ 20,048

	As at					
($000s)	March 31, 2026	December 31, 2025	September 30, 2025	March 31, 2025	December 31, 2024	September 30, 2024
Current assets	$ 411,425	$ 273,994	$ 224,109	$ 259,256	$ 245,943	$ 248,208
Current liabilities	275,919	245,967	227,276	190,216	186,546	210,699
Working capital surplus (deficit)	$ 135,506	$ 28,027	$ (3,167)	$ 69,040	$ 59,397	$ 37,509

Net debt (net cash), *is a capital management measure which the Company uses to monitor leverage and manage capital. Net debt (net cash) is defined as working capital, less bank debt, unsecured notes and long-term customer prepayments:*

	As at June 30,	
($000s)	**2026**	2025
Working capital deficit (surplus)	**$ 83,222**	$ (20,048)
Bank debt	**—**	18,000
Unsecured notes	**792,265**	—
Customer prepayments - long-term	**31,111**	—
Net debt (net cash)	**$ 906,598**	$ (2,048)

	As at					
($000s)	March 31, 2026	December 31, 2025	September 30, 2025	March 31, 2025	December 31, 2024	September 30, 2024
Working capital (surplus) deficit	$ (135,506)	$ (28,027)	$ 3,167	$ (69,040)	$ (59,397)	$ (37,509)
Bank debt	175,200	33,000	10,000	50,000	60,000	30,000
Net debt (net cash)	$ 39,694	$ 4,973	$ 13,167	$ (19,040)	$ 603	$ (7,509)

Supplementary Financial Measures

"DD&A expense per boe" is comprised of DD&A expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total production.

"Dividends paid per share" is comprised of dividends declared, as determined in accordance with IFRS, divided by the number of shares outstanding at the dividend record date.

"Effective current tax rate as a per cent of funds flow provided by operations before tax" is comprised of current income tax expense, as determined in accordance with IFRS, divided by funds flow provided by operations before tax.

"G&A expense per boe" is comprised of net G&A expense after recoveries and capitalization, as determined in accordance with IFRS, divided by the total production.

"Net revenue per boe" is comprised of net revenue, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

"Oil and natural gas sales price per boe" is comprised of total commodity sales from oil and natural gas production, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

"Oil and natural gas sales price, net of purchased crude oil per boe" is comprised of total commodity sales from oil and natural gas production less purchased crude oil, as determined in accordance with IFRS, divided by the total oil and natural gas sales volumes including purchased oil volumes.

"Price differential and transportation expense per bbl" is comprised of realized oil sales price per bbl, as defined herein, less Brent crude price to calculate the price differential, plus transportation expense per bbl as defined herein.

"Production expense per boe" is comprised of production expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

"Purchased crude oil per boe" is comprised of purchased crude oil expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

"Realized oil sales price per bbl" is comprised of total oil sales, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil sales volumes before consumption.

"Realized natural gas price per Mcf" is comprised of natural gas commodity sales from production, as determined in accordance with IFRS, divided by the natural gas sales volumes.

"Royalties per boe" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

"Royalties as a percentage of sales" is comprised of royalties, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent sales from produced oil and natural gas production, as determined in accordance with IFRS.

"Transportation expense per bbl" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil sales volumes before consumption.

"Transportation expense per boe" is comprised of transportation expense, as determined in accordance with IFRS, divided by the total equivalent produced oil and gas sales volumes before consumption.

Business Environment and Risks

Parex is exposed to various market and operational risks. For a discussion of these risks please refer to the "Risk Factors" section in Parex's AIF for the year ended December 31, 2025 as filed on SEDAR+ at www.sedarplus.ca or Parex's website at www.parexresources.com.

Internal Controls over Financial Reporting

During the period ended June 30, 2026, Parex completed the acquisition of Frontera Petroleum International Holdings B.V. (the "Frontera Transaction"), which holds all of Frontera's exploration and production assets in Colombia. The Company began consolidating the results of the acquired business effective June 1, 2026. In connection with the Frontera Transaction, management commenced activities to integrate the acquired operations, processes and systems into Parex's disclosure controls and procedures ("DCP") and internal control over financial reporting ("ICFR").

As permitted by National Instrument 52-109, Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings, management has limited the scope of its design of DCP and ICFR to exclude the controls, policies and procedures of the acquired Frontera business as at June 30, 2026. National Instrument 52-109 permits an issuer to limit the scope of the design of DCP and ICFR to exclude an acquired business for a period of up to 365 days from the acquisition date. During this period, management will continue its assessment and integration of the acquired business, including the design and implementation of appropriate controls.

At June 30, 2026, the acquired business represented approximately 43% of the Company's consolidated total assets and approximately 18% of the Company's consolidated oil and natural gas sales for the period from the acquisition date of June 1, 2026 to June 30, 2026.

Other than changes associated with the integration of the acquired Frontera business described above, there were no changes in the Company's ICFR during the period covered by this MD&A that materially affected, or are reasonably likely to materially affect, the Company's ICFR.

Off-Balance-Sheet Arrangements

The Company did not enter into any off-balance-sheet arrangements during the six months ended June 30, 2026 other than normal course guarantees entered into in the form of letters of credit to support the exploration work commitments on its blocks. For further information refer to "Contractual Obligations, Commitments and Guarantees" section above and note 27 - Commitments and Contingencies in the unaudited condensed interim consolidated financial statements.

Financial Instruments and Other Instruments

The Company's non-derivative financial instruments recognized in the consolidated balance sheet consist of cash and cash equivalents, accounts receivable, accounts payable and accrued liabilities. Non-derivative financial instruments are recognized initially at fair value. The fair values of the current financial instruments approximate their carrying value due to their short-term maturity.

Material Accounting Policies

The accounting policies adopted are consistent with those of the previous financial year as described in note 3 of the Company's consolidated financial statements for the year ended December 31, 2025 with the addition of the below Amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures.*

On January 1, 2026, the Company adopted the amendments to IFRS 9 *Financial Instruments* and IFRS 7 *Financial Instruments: Disclosures* in the interim period ending March 31, 2026. The amendments for disclosures relate to settling financial liabilities using an electronic payment system and assessing contractual cash flow characteristics of financial assets. There was not a material effect to the Company's condensed interim consolidated financial statements. The Company has applied the election to deem financial liabilities settled in cash using an electronic payment system to be discharged before the settlement date. The amendments have been applied retrospectively with no restatement of comparative information, in accordance with transition requirements on initial application of IFRS 9. There is no adjustment to the opening balance of cash and cash equivalents in the consolidated statements of cash flows.

In addition, due to the acquisition of Frontera Petroleum International Holdings B.V. (see Note 8 - Business Combination), the following additional accounting policies have been updated:

Subsidiaries:
Frontera Energy Colombia AG has been identified as an additional principal operating subsidiary. Frontera Energy AG is incorporated in Switzerland and its principle business activity is oil and natural gas exploration and development in Colombia. Parex has 100% ownership of this subsidiary.

Customer prepayments:
The Company recognizes each contract in the statement of financial position as either a contract asset or a contract liability, based on the relationship between the Company's performance under the contract and the consideration received from the customer. Additionally, when a customer pays consideration, or when the Company has an unconditional right to consideration (i.e., a receivable) before transferring goods or services, the entity shall present the amount as a contract liability or customer prepayment in the statement of financial position (see Note 13 - Customer Prepayments). This classification applies at the earlier of the payment date or the date the payment becomes due. Financing components embedded in customer prepayment arrangements are recognized using the effective interest method over the term of the agreement when significant financing components exist.

In addition, due to the recognition of Equity tax in the current period, the following additional accounting policy has been updated:

Equity tax:
Equity tax represents a tax imposed by the Colombian Government on entities whose net equity exceeds a prescribed threshold as of a specified measurement date. The tax is recognized as an expense when the obligating event occurs and the amount can be reliably estimated. The related liability is measured based on the applicable tax rate applied to taxable net equity, considering enacted or substantively enacted tax legislation at the reporting date. Equity tax is recognized in profit or loss and is not included in income tax expense unless required by applicable tax legislation (see Note 20 - Other Expense).

Standards Issued but not yet Effective

i) IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements
In April 2024, the IASB issued IFRS 18 Presentation and Disclosure in Financial Statements ("IFRS 18") which will replace IAS 1 and includes requirements for all entities applying IFRS for the presentation and disclosure of information in the financial statements. IFRS 18 will introduce new totals, subtotals and categories for income and expenses in the statement of income, as well as requiring disclosure about management-

defined performance measures ("MPMs") and additional requirements regarding the aggregation and disaggregation of certain information. The new guidance is expected to improve the usefulness of information presented and disclosed in the financial statements of companies. IFRS 18 will be effective for annual reporting periods beginning on or after January 1, 2027, with early adoption permitted, and it must be adopted on a retrospective basis.

Parex is currently assessing the impact of this new IFRS accounting standard on its consolidated financial statements. Throughout 2026, Parex will assess system changes, draft and finalize financial statements to quantify the impact of changes, MPMs and related disclosures ahead of the 2027 effective date.

Significant Accounting Estimates

The preparation of consolidated financial statements in accordance with IFRS requires management to make significant judgments, assumptions and estimates that affect the financial results of the Company. Refer to note 2 of the audited consolidated financial statements for a summary of significant accounting estimates applied by the Company.

DIRECTORS

Glenn McNamara
Chair of the Board

Lynn Azar

Alberto Consuegra

Sigmund Cornelius

Mona Jasinski

Jeff Lawson

G.R (Bob) MacDougall

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

OFFICERS & SENIOR EXECUTIVES

Imad Mohsen
President & Chief Executive Officer

Daniel Ferreiro
President & Country Manager, Parex Resources (Colombia) AG Sucursal

Cameron Grainger
Chief Financial Officer

Eric Furlan
Chief Operating Officer

Mike Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Joshua Share
Sr. Vice President, Corporate Services

Katie Bernard
Sr. Vice President, New Ventures

CORPORATE HEADQUARTERS

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower
585 8 Avenue S.W.,
Calgary, Alberta, Canada T2P 1G1

Tel: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OPERATING OFFICES

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611,
Edificio Teleport, Torre A
Bogotá, Colombia

Tel: +57 (601) 841-8457

AUDITORS

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

LEGAL COUNSEL

Norton Rose Fulbright
Calgary, Alberta

TRANSFER AGENT AND REGISTRAR

Odyssey Trust Company
Calgary, Alberta

RESERVES EVALUATORS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

INVESTOR RELATIONS

Michael Kruchten
Sr. Vice President, Capital Markets & Corporate Planning

Tel: 403-517-1733

Steven Eirich
Sr. Investor Relations & Communications Advisor

Tel: 587-293-3286

E-mail: investor.relations@parexresources.com

Website: www.parexresources.com

ABBREVIATIONS

Oil and Natural Gas Liquids

bbl(s)	barrel(s)
mbbls	one thousand barrels
bbl(s)/d or bopd	barrel(s) of oil per day
BOE or boe	barrel of oil equivalent, using the conversion factor of 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barrels of oil equivalent per day
mcf	thousand cubic feet
mcf/d	thousand cubic feet per day

Other

WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
FFO	Funds flow provided by operations

Certificado de Traductor Oficial

La suscrita, Patricia Silva Aldana, certifico que soy traductora oficial debidamente registrada con el Ministerio de Relaciones Exteriores de Colombia, con registro oficial emitido por el Ministerio de Justicia de Colombia por medio de la Resolución No. 0486 de 2004.

Adicionalmente, certifico la traducción de los tres (3) documentos[1] que acompañan esta certificación, los cuales se encuentran originalmente en idioma inglés, y que, a mi leal saber y entender, es una traducción veraz y correcta.

Certifico, por último, que soy competente en los idiomas ESPAÑOL e INGLÉS para certificar dicha traducción.



La firma contenida en el documento original ha sido ocultada por efecto de disposición legal.

Por: _____ Fecha: 21 de agosto, 2026

Patricia Silva

Traductora e Interprete Oficial

[1]Parex Resources Financial Statements December 31, 2025; Parex Resources Financial Statements June 30, 2026; Parex Resources INC, Secretary's Certificate

PAREX RESOURCES
ESTADOS FINANCIEROS

PARA EL PERIODO INTERMEDIO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2026

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CONDENSADOS
Balance General Consolidado (no auditado)

Al (miles de dólares estadounidenses)	**NOTA**	**30 de junio de 2026**	31 de diciembre de 2025
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	23	**$ 163.286**	$ 58.328
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	23	**6.120**	5.424
Cuentas por cobrar	5	**151.485**	78.329
Pagos anticipados y otros activos corrientes		**35.506**	13.357
Valores negociables	6	**55.375**	45.090
Instrumentos financieros derivados	25	**3.874**	776
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar		**145.149**	68.363
Inventario a corto plazo	7	**41.452**	4.327
		602.247	273.994
Exploración y evaluación	10	**260.751**	161.125
Propiedad, planta y equipo	11	**2.595.243**	1.500.213
Inventario a largo plazo	12	**167.366**	175.426
Otros activos a largo plazo	23	**50.432**	14.629
Activo por impuesto diferido		**486.039**	142.253
Goodwill		**73.452**	73.452
		$ 4.235.530	$ 2.341.092
PASIVOS Y PATRIMONIO NETO			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar y pasivos acumulados		**$ 608.873**	235.809
Parte corriente de anticipos de clientes	13	**$ 48.889**	—
Porción corriente de los pasivos por desmantelamiento y ambientales	16	**27.707**	10.158
		685.469	245.967
Anticipos de clientes	13	**31.111**	—
Deuda	14	**792.265**	33.000
Pasivos por arrendamiento	15	**17.728**	7.814
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	16	**313.856**	79.007
Pasivos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	17	**11.471**	15.228
Otros pasivos a largo plazo		**31.906**	7.143
		1.883.806	388.159
Patrimonio neto			
Capital social	18	**624.657**	621.062
Excedente aportado		**20.469**	20.738
Resultados acumulados		**1.706.598**	1.311.133
		2.351.724	1.952.933
		$ 4.235.530	$ 2.341.092

Compromisos y Contingencias (nota 27)
Eventos Subsecuentes (nota 28)
Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados

Aprobado por la Junta Directiva:

"Firmado"
Sigmund Cornelius
Director

"Firmado"
Bob MacDougall
Director

Estados Consolidados de Resultados Netos y Resultados Integrales (no auditados)

		Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(miles de dólares estadounidenses, excepto los montos por acción)	**NOTA**	**2026**	2025	**2026**	2025
Ventas de petróleo y gas natural	**19**	**$ 466.016**	$ 239.070	**$ 737.393**	$ 504.705
Regalías		**(72.961)**	(30.913)	**(109.749)**	(67.318)
Ingresos netos		**393.055**	208.157	**627.644**	437.387
Otros ingresos	**19**	**2.909**	2.319	**4.664**	4.831
Ganancia (pérdida) en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**25**	**(76)**	1.530	**(31.897)**	967
Ingresos		**395.888**	212.006	**600.411**	443.185
Gastos					
Producción		**90.766**	49.492	**148.082**	106.350
Transporte		**34.019**	17.421	**54.276**	34.239
Petróleo crudo comprado		**36.709**	(30)	**36.756**	162
Gastos generales y administrativos		**23.412**	16.684	**45.839**	34.455
Ganancia (pérdida) no realizada en valores negociables	**6**	**2.433**	—	**(10.285)**	—
Costos de transacción	**8**	**28.390**	—	**29.000**	—
Ganancia por adquisición	**8**	**(302.483)**	—	**(302.483)**	—
Agotamiento, depreciación y amortización	**11**	**62.382**	47.949	**113.671**	98.368
Gasto (recuperación) por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**17**	**(606)**	6.294	**17.887**	8.206
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**18**	**265**	182	**439**	362
Otros gastos	**20**	**8.970**	12.453	**26.327**	13.600
Ganancia cambiaria		**(4.568)**	(2.037)	**(2.481)**	(3.621)
		(20.311)	148.408	**157.028**	292.121
(Ingresos) financieros	**21**	**(2.740)**	(612)	**(6.144)**	(1.909)
Gasto financiero	**21**	**17.219**	5.474	**23.984**	10.530
Gastos financieros netos		**14.479**	4.862	**17.840**	8.621
Resultado antes de impuestos sobre la renta		**401.720**	58.736	**425.543**	142.443
Gasto por impuesto sobre la renta					
Gasto por impuesto corriente		**16.889**	9.245	**17.960**	21.132
Gasto (recuperación) por impuesto diferido		**(59.465)**	378	**(41.302)**	(8.431)
		(42.576)	9.623	**(23.342)**	12.701
Resultado neto y resultado integral del periodo		**$ 444.296**	$ 49.113	**$ 448.885**	$ 129.742
Ganancia neta básica por acción ordinaria	**22**	**$ 4,62**	$ 0,50	**$ 4,67**	$ 1,33
Ganancia neta diluida por acción ordinaria	**22**	**$ 4,61**	$ 0,50	**$ 4,66**	$ 1,33

Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (no auditados)

Para los seis meses terminados el 30 de junio de (miles de dólares estadounidenses)	**2026**	2025
Capital social		
Saldo al inicio del periodo	**$ 621.062**	$ 632.899
Emisión de acciones ordinarias bajo planes liquidados en acciones	**3.595**	—
Recompra de acciones	**—**	(5.733)
Saldo al final del periodo	**$ 624.657**	$ 627.166
Excedente aportado		
Saldo al inicio del periodo	**$ 20.738**	$ 20.024
Compensación basada en acciones	**439**	362
Opciones ejercidas	**(708)**	—
Saldo al final del periodo	**$ 20.469**	$ 20.386
Resultados acumulados		
Saldo al inicio del periodo	**$ 1.311.133**	$ 1.178.398
Resultado neto del periodo	**448.885**	129.742
Recompra de acciones	**—**	(5.531)
Dividendos	**(53.420)**	(53.926)
Saldo al final del periodo	**$ 1.706.598**	$ 1.248.683
	$ 2.351.724	$ 1.896.235

Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo (no auditados)

		Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(miles de dólares estadounidenses)	**NOTA**	**2026**	2025	**2026**	2025
Actividades operativas					
Resultado neto		**$ 444.296**	$ 49.113	**$ 448.885**	$ 129.742
Ajustes por partidas no monetarias					
Ganancia (pérdida) no realizada en valores negociables	**6**	**2.433**	—	**(10.285)**	—
Ganancia por adquisición	**8**	**(302.483)**	—	**(302.483)**	—
Ajuste al valor razonable de inventario no monetario	**8**	**9.365**	–	**9.365**	–
Agotamiento, depreciación y amortización	**11**	**62.382**	47.949	**113.671**	98.368
Gasto (recuperación) por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**17**	**(606)**	6.294	**17.887**	8.206
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**18**	**265**	182	**439**	362
Otros gastos no monetarios	**20**	**4.955**	374	**5.254**	580
Gastos financieros no monetarios	**21**	**3.764**	3.262	**6.882**	6.386
Gasto (recuperación) por impuesto diferido		**(59.465)**	378	**(41.302)**	(8.431)
Ganancia cambiaria no realizada		**(2.217)**	(2.369)	**(1.507)**	(7.288)
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**25**	**(30.635)**	(362)	**(1.050)**	(1.160)
Cambio neto en activos y pasivos	**23**	**67.181**	37.821	**(22.435)**	3.255
Efectivo generado por actividades operativas		**199.235**	142.642	**223.321**	230.020
Actividades de inversión					
Gastos de exploración y evaluación	**10**	**(64.562)**	(39.623)	**(107.323)**	(51.726)
Gastos de propiedad, planta y equipo	**11**	**(69.131)**	(49.067)	**(117.413)**	(94.018)
Gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**12**	**1.243**	3.667	**8.060**	8.315
Adquisición de negocios, neto de efectivo adquirido	**8**	**(232.179)**	—	**(307.179)**	—
Adquisición de propiedades	**9**	**—**	—	**—**	(15.968)
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	**23**	**9.976**	25.885	**14.545**	31.244
Efectivo (utilizado en) actividades de inversión		**(354.653)**	(59.138)	**(509.310)**	(122.153)
Actividades de financiación					
Emisión de bonos no garantizados, ingresos	**14**	**500.000**	—	**500.000**	—
Costos de emisión de bonos no garantizados	**14**	**(15.380)**	—	**(15.380)**	—
Pago de deuda bancaria	**14**	**(175.200)**	(32.000)	**(33.000)**	(42.000)
Pagos de pasivos por arrendamiento	**15**	**(1.699)**	(172)	**(2.314)**	(218)
Dividendos	**18**	**(26.483)**	(27.561)	**(53.420)**	(53.926)
Acciones ordinarias recompradas	**18**	**—**	(6.025)	**—**	(11.264)
Emisión de acciones ordinarias bajo planes liquidados en acciones	**18**	**916**	—	**2.887**	—
Cambio neto en el capital de trabajo no monetario	**23**	**—**	(1.331)	**—**	(1.228)
Efectivo generado por (utilizado en) actividades de financiación		**282.154**	(67.089)	**398.773**	(108.636)
Aumento (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo y del efectivo y equivalentes de efectivo restringidos del periodo		**126.736**	16.415	**112.784**	(769)
Impacto de la tasa de cambio en los saldos de efectivo denominados en moneda extranjera		**4.944**	928	**5.525**	2.482
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, al inicio del periodo	**23**	**50.572**	86.157	**63.943**	101.787
Efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos, al final del periodo	**23**	**$ 182.252**	$ 103.500	**$ 182.252**	$ 103.500

Revelación Complementaria de Información sobre Flujos de Efectivo (nota 23)

Véanse las Notas adjuntas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados

Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios Condensados

Para el periodo terminado el 30 de junio de 2026
(Los montos que figuran en las tablas están expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario. Los montos que figuran en el texto están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario.)

1. Información Corporativa

Parex Resources Inc. y sus subsidiarias ("Parex" o "la Compañía") se dedican a la exploración, desarrollo, producción y comercialización de petróleo y gas natural en Colombia.

Parex Resources Inc. es una compañía que cotiza en bolsa, constituida y domiciliada en Canadá. Su domicilio social se encuentra en 2400, 525-8th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 1G1. La Compañía fue constituida el 17 de agosto de 2009, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta).

Los estados financieros consolidados intermedios condensados fueron aprobados por la Junta Directiva el 30 de julio de 2026.

2. Bases de Presentación y Principales Políticas Contables

a) Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados intermedios condensados para los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 han sido preparados de acuerdo con la NIC 34, 'Información financiera intermedia'. Los estados financieros consolidados intermedios condensados deben leerse junto con los estados financieros anuales para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, los cuales han sido preparados por la gerencia de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad.

Las políticas aplicadas en estos estados financieros consolidados intermedios condensados se basan en las NIIF emitidas y vigentes al 30 de julio de 2026, fecha en la que el Consejo de Administración aprobó los estados financieros consolidados intermedios condensados.

b) Bases de medición

Los estados financieros consolidados intermedios condensados han sido preparados bajo el principio del costo histórico, excepto por aquellas partidas que se miden al valor razonable, tal como se describe en la nota 4 - Determinación de Valores Razonables.

c) Uso de estimaciones de la gerencia, juicios e incertidumbre en la medición

La preparación oportuna de los estados financieros consolidados intermedios condensados requiere que la gerencia realice estimaciones y utilice juicios con respecto a los montos reportados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros consolidados intermedios condensados, así como los montos reportados de ingresos y gastos durante el periodo. Dichas estimaciones se relacionan principalmente con transacciones y eventos pendientes a la fecha de los estados financieros consolidados intermedios condensados. En consecuencia, los resultados reales podrían diferir de los montos estimados a medida que ocurran eventos futuros que los confirmen.

En la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios condensados, los juicios significativos realizados por la gerencia en la aplicación de las políticas contables del grupo y las principales fuentes de incertidumbre en la estimación fueron los mismos que los aplicados en los estados financieros consolidados correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2025.

3. Resumen de Principales Políticas Contables

Las políticas contables adoptadas son consistentes con las del año financiero anterior, tal como se describe en la nota 3 de los estados financieros consolidados de la Compañía correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2025, con la adición de las siguientes Modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar.

El 1 de enero de 2026, la Compañía adoptó las modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar en el periodo intermedio que finalizó el 31 de marzo de 2026. Las modificaciones para la información a revelar se relacionan con la liquidación de pasivos financieros utilizando un sistema de pago electrónico y la evaluación de las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros. No hubo un efecto material en los estados financieros consolidados intermedios condensados de la Compañía. La Compañía ha aplicado la opción de considerar que los pasivos financieros liquidados en efectivo mediante un sistema de pago electrónico se consideran cancelados antes de la fecha de liquidación. Las modificaciones se han aplicado de forma retroactiva sin reexpresión de la información comparativa, de acuerdo con los requisitos de transición en la aplicación inicial de la NIIF 9. No hay ajuste al saldo inicial de efectivo y equivalentes de efectivo en los estados consolidados de flujos de efectivo.

Además, debido a la adquisición de Frontera Petroleum International Holdings B.V. (véase la Nota 8 - Combinación de Negocios), se han actualizado las siguientes políticas contables adicionales:

Subsidiarias:
Frontera Energy Colombia AG ha sido identificada como una subsidiaria operativa principal adicional. Frontera Energy AG está constituida en Suiza y su actividad comercial principal es la exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia. Parex posee el 100% de esta subsidiaria.

Anticipos de clientes:
La Compañía reconoce cada contrato en el estado de situación financiera ya sea como un activo por contrato o como un pasivo por contrato, según la relación entre el desempeño de la Compañía bajo el contrato y la contraprestación recibida del cliente. Adicionalmente, cuando un cliente paga una contraprestación, o cuando la Compañía tiene un derecho incondicional a la contraprestación (es decir, una cuenta por cobrar) antes de transferir bienes o servicios, la entidad presentará el monto como un pasivo por contrato o anticipo de cliente en el estado de situación financiera (véase la Nota 13 - Anticipos de Clientes). Esta clasificación se aplica en la fecha que ocurra primero: la fecha de pago o la fecha en que el pago vence. Los componentes de financiación implícitos en los acuerdos de anticipos de clientes se reconocen utilizando el método de interés efectivo durante el plazo del acuerdo cuando existen componentes de financiación significativos.

Además, debido al reconocimiento del impuesto al patrimonio en el periodo actual, se ha actualizado la siguiente política contable adicional:

Impuesto al patrimonio:
El impuesto al patrimonio representa un gravamen impuesto por el Gobierno colombiano a las entidades cuyo patrimonio neto excede un umbral prescrito a una fecha de medición específica. El impuesto se reconoce como un gasto cuando ocurre el hecho generador y el monto puede estimarse de manera confiable. El pasivo relacionado se mide con base en la tasa impositiva aplicada al patrimonio neto gravable, considerando la legislación fiscal promulgada o sustancialmente promulgada a la fecha de presentación. El impuesto al patrimonio se reconoce en el resultado del ejercicio y no se incluye en el gasto por impuesto a las ganancias a menos que lo requiera la legislación fiscal aplicable (véase la Nota 20 - Otros Gastos).

Normas Emitidas pero aún no Vigentes

i) NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros
En abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros ("NIIF 18"), la cual reemplazará a la NIC 1 e incluye requisitos para todas las entidades que aplican las NIIF para la presentación y revelación de información en los estados financieros. La NIIF 18 introducirá nuevos totales, subtotales y categorías para ingresos y gastos en el estado de resultados, además de requerir la revelación sobre medidas de desempeño definidas por la gerencia ("MPM", por sus siglas en inglés) y requisitos adicionales con respecto a la agregación y desagregación de cierta información. Se espera que la nueva guía mejore la utilidad de la información presentada y revelada en los estados financieros de las compañías. La NIIF 18 será efectiva para los periodos de información anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose la adopción anticipada, y debe adoptarse sobre una base retrospectiva.

Parex actualmente está evaluando el impacto de esta nueva norma contable NIIF en sus estados financieros consolidados. A lo largo de 2026, Parex evaluará los cambios en los sistemas, redactará y finalizará los estados financieros para cuantificar el impacto de los cambios, las MPM y las revelaciones relacionadas antes de la fecha efectiva de 2027.

4. Determinación de Valores Razonables

Los métodos utilizados en la determinación del valor razonable para activos y pasivos financieros y no financieros no han cambiado respecto al año financiero anterior. Consulte la nota 4 de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025 para obtener detalles sobre la determinación de los valores razonables.

5. Cuentas por Cobrar

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Deudores comerciales	**$ 105.162**	$ 72.317
Cuentas por cobrar a socios	**30.323**	—
Impuesto al valor agregado (IVA)	**16.000**	6.012
	$ 151.485	$ 78.329

Los deudores comerciales consisten principalmente en cuentas por cobrar por ventas de petróleo relacionadas con las ventas de petróleo de la Compañía. Las cuentas por cobrar a socios se relacionan principalmente con montos recuperables de socios de

empresas conjuntas por su participación en los costos incurridos bajo operaciones conjuntas. El IVA por cobrar consiste en impuestos al valor agregado pagados sobre gastos operativos, de capital y administrativos de petróleo y gas en Colombia que son recuperables de las autoridades fiscales colombianas. Se espera que todas las cuentas por cobrar se reciban dentro de los doce meses y, por lo tanto, se reconocen como activos corrientes.

6. Valores negociables

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Valores negociables	**$ 55.375**	$ 45.090

En 2025, la Compañía adquirió 6.084.986 acciones ordinarias de GeoPark Ltd (NYSE: GPRK) por una contraprestación total de $40,5 millones ($6,65 por acción). El valor razonable de estas acciones al 30 de junio de 2026 fue de $55,4 millones, lo que resultó en una ganancia no realizada de $10,3 millones, la cual se registra en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales.

7. Inventario a corto plazo

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Inventario de petróleo crudo	**$ 26.220**	$ 4.327
Inventario de materiales	**15.232**	—
Total	**$ 41.452**	$ 4.327

El inventario de petróleo crudo consiste en crudo inyectado en oleoductos y almacenado en tanques a la fecha del balance general y se valora al menor entre el costo, utilizando el método de costo promedio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales.

El inventario de materiales consiste en materiales utilizados en las operaciones y se valora al menor entre el costo y el valor neto realizable.

8. Combinación de Negocios

Transacción Frontera

El 1 de junio de 2026, la Compañía cerró su adquisición previamente anunciada de todos los activos de exploración y producción colombianos de Frontera Energy Corporation, en virtud de la cual la Compañía, a través de una subsidiaria de propiedad absoluta, adquirió el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Frontera Petroleum International Holdings B.V., que posee todos los activos de exploración y producción de Frontera en Colombia, por una contraprestación en efectivo de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones (la "Transacción Frontera"). La Transacción Frontera se financió con los ingresos de la emisión de bonos senior no garantizados de la Compañía; consulte la Nota 14 - Deuda para obtener más detalles.

La contraprestación contingente es pagadera a Frontera si, dentro de los 12 meses siguientes al cierre de la Transacción Frontera, la Compañía obtiene una modificación contractual u otro acuerdo vinculante que extienda el plazo del Contrato de Asociación Quifa. En la fecha de adquisición, la contraprestación contingente se reconoció a su valor razonable estimado de $12,5 millones, lo que refleja la evaluación ponderada por probabilidad de la gerencia de que se cumpla la condición de pago. Dado que cualquier pago, si se activa, se espera dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de adquisición, el efecto del descuento no fue material.

La medición del valor razonable de la contraprestación contingente se clasifica dentro del Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable porque utiliza datos de entrada significativos no observables, principalmente la probabilidad de obtener la extensión contractual requerida. La contraprestación contingente se volvió a medir al 30 de junio de 2026, sin que se reconociera ningún cambio en su valor razonable durante el periodo.

La NIIF 3 requiere que los montos a registrar para los activos y pasivos subyacentes adquiridos se determinen en la fecha de cierre (la "fecha de adquisición"), mientras que la contraprestación por el negocio se negoció anteriormente y fue votada por los accionistas de Frontera el 30 de abril de 2026. Además, los activos por impuestos diferidos se registran a montos no descontados basados en las diferencias temporales existentes en la fecha de adquisición y, por lo tanto, no se registran a valor razonable bajo las NIIF. La base fiscal de los activos subyacentes adquiridos está en pesos colombianos, lo cual difiere de la moneda funcional de la compañía y, debido a la volatilidad de las monedas, esto también aumentó significativamente el valor equivalente en dólares estadounidenses de las bases fiscales en la fecha de adquisición en relación con el momento en que se negoció la compra. Como

resultado, la Compañía ha estimado que los activos por impuestos diferidos contribuyeron al reconocimiento de una ganancia por compra en condiciones ventajosas que se aproxima a los activos por impuestos diferidos reconocidos.

Los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales incluyen los resultados de las operaciones de la Transacción Frontera desde la fecha de cierre del 1 de junio de 2026. La Compañía incurrió en costos de transacción en relación con la Transacción Frontera de $28,4 millones y $29,0 millones para los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, respectivamente, los cuales se contabilizan como gastos a medida que se incurren y se presentan en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales.

Los montos a continuación son estimaciones realizadas por la gerencia al momento de la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios condensados basados en la información disponible en ese momento. Se pueden realizar modificaciones a estos montos a medida que los valores sujetos a estimación se finalicen por un periodo de hasta un año. La información pro forma divulgada a continuación se presenta solo con fines informativos y no es necesariamente indicativa de los resultados que se habrían logrado si la Transacción Frontera hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026, ni es indicativa de resultados futuros.

Los supuestos clave utilizados en la combinación de negocios para calcular la asignación del precio de compra incluyen estimaciones de reservas probadas más probables adquiridas que se basan en pronósticos de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y costos futuros de producción.

Como resultado de la adquisición, la Compañía reconoció una ganancia por compra en condiciones ventajosas de $302,5 millones, que representa el exceso del valor razonable de los activos netos identificables adquiridos sobre la contraprestación transferida. La ganancia por compra en condiciones ventajosas se reconoció en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales.

Antes de reconocer la ganancia por compra en condiciones ventajosas, la Compañía evaluó la integridad y precisión de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y la contraprestación transferida, incluidas las metodologías de valoración y los supuestos clave aplicados para determinar los valores razonables en la fecha de adquisición, de acuerdo con la NIIF 3.

La siguiente tabla resume los activos reconocibles adquiridos, los pasivos asumidos y la contraprestación pagada en virtud de la Transacción Frontera:

Activos adquiridos y pasivos asumidos

Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	$ 165.859
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	10.657
Cuentas por cobrar	84.094
Pagos anticipados y otros activos corrientes	11.181
Inventario a corto plazo	67.569
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar	61.927
Activos de exploración y evaluación	11.089
Propiedad, planta y equipo	986.557
Activo por derecho de uso	16.003
Otros activos a largo plazo	18.198
Activo por impuesto diferido	302.483
Pasivos	
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	(344.031)
Instrumentos financieros derivados	(1.282)
Deuda a largo plazo - bonos no garantizados	(307.311)
Anticipos de clientes	(80.300)
Pasivos por arrendamiento	(16.003)
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	(179.999)
Otros pasivos a largo plazo	(8.013)
Activos netos adquiridos	**$ 798.678**
Contraprestación transferida	(496.195)
Ganancia por compra en condiciones ventajosas	**$ 302.483**
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra base	$ 500.000
Ajustes al precio de compra	(16.305)
Contraprestación en efectivo pagada al cierre	483.695
Valor razonable de la contraprestación contingente	12.500
Total contraprestación	**$ 496.195**
Efectivo pagado	$ 483.695

Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(176.516)
Salida neta de efectivo por adquisición	**$ 307.179**

Los resultados pro forma para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026 se muestran a continuación, como si la Transacción Frontera hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 1.205.557
Ingresos netos menos costos directos	$ 569.531

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados netos y resultados integrales para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 incluye $129,5 millones en ventas de petróleo y gas natural atribuibles a los activos adquiridos desde la Transacción Frontera. Los ingresos menos los costos directos para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 atribuibles a los activos adquiridos desde la Transacción Frontera son de $39,7 millones.

9. Adquisición de propiedades

El 14 de marzo de 2025, Parex, a través de una subsidiaria extranjera, adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32 (la "Adquisición LLA-32"), lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones.

Los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales incluyen los resultados de operación de la Adquisición LLA-32 desde la fecha de cierre del 14 de marzo de 2025. No hubo costos de transacción asociados con la Adquisición LLA-32.

Esta transacción se ha contabilizado utilizando el método de adquisición, mediante el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a valores razonables. Como se determinó que el valor razonable de los activos identificables era igual al precio de compra, no se generó goodwill en la transacción. La siguiente tabla resume los activos reconocibles adquiridos y la contraprestación pagada conforme a la adquisición:

Activos adquiridos y pasivos asumidos	
Propiedad, planta y equipo	$ 16.788
Pasivos por desmantelamiento	(820)
	$ 15.968
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra	$ 19.000
Ajustes al precio de compra	(3.032)
Contraprestación neta	$ 15.968
Efectivo pagado	$ 14.970
Ajustes del capital de trabajo	998
Total contraprestación pagada	**$ 15.968**

No se incluyó capital de trabajo en los activos adquiridos.

Los resultados pro forma para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025 se muestran a continuación, como si la Adquisición LLA-32 hubiera ocurrido el 1 de enero de 2025. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 508.468
Ingresos netos menos costos directos	$ 299.815

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados netos y resultados integrales para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2025 incluye $11,3 millones en ventas de petróleo atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32. Los ingresos menos los costos directos para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2025 atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32 son de $7,3 millones.

10. Activos de exploración y evaluación

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 116.928**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	109.730
Transferencias a PP&E	(60.020)
Cambios en el pasivo por desmantelamiento	5.627
Deterioro de exploración y evaluación	(11.140)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 161.125**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	107.323
Adquiridos al cierre de la combinación de negocios - Nota 8	11.089
Transferencias a PP&E	(28.961)
Cambios en el pasivo por desmantelamiento	10.175
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 260.751**

Los activos de exploración y evaluación ("E&E") consisten en los proyectos de exploración de la Compañía que están pendientes de la determinación de reservas probadas o probables o de deterioro. Las adiciones y transferencias de $107,3 millones para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2026 representan la participación de la Compañía en los costos incurridos en activos de E&E durante el periodo. Durante los seis meses finalizados el 30 de junio de 2026, se transfirieron $29,0 millones de activos de E&E a Propiedad, planta y equipo relacionados con el Bloque LLA-111.

Para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2026, se han capitalizado $1,1 millones de costos generales y administrativos (seis meses finalizados el 30 de junio de 2025 - $1,2 millones) con respecto a las actividades de exploración y evaluación durante el periodo actual.

Al 30 de junio de 2026 y al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no tenía activos de E&E en Canadá.

Al 30 de junio de 2026 no se observaron indicadores de deterioro.

11. Propiedad, Planta y Equipo

	Canadá	Colombia	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 21.432**	**$ 3.756.897**	**$ 3.778.329**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	1.340	199.255	200.595
Adición de activos por derecho de uso (no monetario)	—	4.338	4.338
Transferencias de activos de E&E	—	60.020	60.020
Adiciones relacionadas con la adquisición de propiedades - Nota 9	—	16.788	16.788
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	—	372	372
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 22.772**	**$ 4.037.670**	**$ 4.060.442**
Adiciones y transferencias de inventario a largo plazo	411	117.002	117.413
Adición de activos por derecho de uso (no monetario) - Nota 8	—	16.003	16.003
Transferencias de activos de E&E	—	28.961	28.961
Adquiridos al cierre de la combinación de negocios - Nota 8	—	986.557	986.557
Cambios en pasivos por desmantelamiento y ambientales	—	59.584	59.584
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 23.183**	**$ 5.245.777**	**$ 5.268.960**
Depreciación, Agotamiento y Amortización Acumulados			
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 12.513**	**$ 2.346.515**	**$ 2.359.028**
Agotamiento y depreciación del año	2.312	196.701	199.013
Depreciación - Activo por derecho de uso	740	652	1.392
DD&A incluido en el costo del inventario de petróleo crudo	—	796	796
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 15.565**	**$ 2.544.664**	**$ 2.560.229**
Agotamiento y depreciación del periodo	1.158	111.231	112.389
Depreciación - Activo por derecho de uso	377	905	1.282
DD&A incluido en el costo del inventario de petróleo crudo	—	(183)	(183)
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 17.100**	**$ 2.656.617**	**$ 2.673.717**
Valor en libros neto:			
Al 31 de diciembre de 2024	$ 8.919	$ 1.410.382	$ 1.419.301
Al 31 de diciembre de 2025	$ 7.207	$ 1.493.006	$ 1.500.213
Al 30 de junio de 2026	**$ 6.083**	**$ 2.589.160**	**$ 2.595.243**

En los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, las adiciones a propiedades, planta y equipo ("PP&E") de $117,4 millones se relacionan principalmente con costos de perforación e instalaciones en Colombia. Durante los seis meses finalizados el 30 de junio de 2026, se transfirieron $29,0 millones de activos de E&E a Propiedad, planta y equipo relacionados con el Bloque LLA-111.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, se incluyeron costos de desarrollo futuros de $836,0 millones (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - $378,0 millones) en el cálculo de agotamiento para activos de desarrollo y producción. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, se capitalizaron $3,7 millones de gastos generales y administrativos (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - $3,6 millones) con respecto a las actividades de desarrollo y producción durante el periodo actual.

Al 30 de junio de 2026, no se observaron indicadores de deterioro, ni indicadores que requirieran una reversión de deterioros registrados previamente.

12. Inventario a largo plazo

La Compañía cuenta con un inventario de materiales de largo tiempo de entrega, tales como revestimientos para perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes.

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 199.474**
Adiciones	10.441
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(25.045)
Transferencia a costos de producción	(1.787)
Venta de inventario	(1.187)
Deterioro	(6.470)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 175.426**
Adiciones	7.224
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(14.558)
Venta de inventario	(726)
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 167.366**

Para el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2026, las adiciones de inventario a largo plazo fueron de $7,2 millones, $14,6 millones de inventario a largo plazo se incorporaron a los costos de proyectos de E&E y PP&E, y se vendieron $0,7 millones de inventario. Al 30 de junio de 2026 no se observaron indicadores de deterioro.

13. Anticipos de clientes

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Parte corriente de anticipos de clientes	**$ 48.889**	$ —
Parte no corriente de anticipos de clientes	**31.111**	—
Total anticipos de clientes	**$ 80.000**	$ —

En conjunto con la Transacción Frontera, la Compañía asumió todas las obligaciones de Frontera bajo sus anticipos de clientes. En diciembre de 2025, Frontera celebró un acuerdo de 24 meses con Chevron Products Company ("Chevron") para suministrar 500,000 barriles de petróleo crudo por mes. Se recibió un pago anticipado de $80 millones y se registró como un anticipo de cliente, para ser reconocido como ingreso al momento de las entregas mensuales. El precio de venta se basará en el precio de referencia Brent, ajustado por los diferenciales y descuentos aplicables, y el reembolso del monto del anticipo comenzará después de un periodo de gracia de seis meses. La Compañía puede solicitar un anticipo adicional de $40 millones por hasta seis meses sobre una base totalmente comprometida. Bajo el acuerdo, los montos de anticipo estarán sujetos a un descuento financiero calculado a la tasa SOFR más 4.25% anual.

Al 30 de junio de 2026, los anticipos de clientes son principalmente atribuibles al pago anticipado recibido bajo el acuerdo de suministro de petróleo crudo descrito anteriormente. Al 30 de junio de 2026, el valor en libros de los anticipos de clientes fue de $80,0 millones, lo cual incluye anticipos a corto plazo de $48,9 millones.

14. Deuda

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Bonos no Garantizados de 2031	**$ 484.953**	$ —

Bonos no Garantizados de 2028	**307.312**	—
Total bonos no garantizados	**792.265**	—
Facilidad de Crédito	**—**	33.000
Total deuda	**$ 792.265**	$ 33.000

Bonos no Garantizados

Bonos no Garantizados de 2031
El 11 de mayo de 2026, junto con la Transacción Frontera, la Compañía completó una oferta de colocación privada de US$500,0 millones de bonos senior no garantizados con vencimiento en 2031 ("Bonos no Garantizados de 2031") para financiar la adquisición y para fines corporativos generales. Los bonos se fijaron a su valor nominal, devengan intereses a una tasa del 8,50% anual y vencen el 11 de mayo de 2031, a menos que sean redimidos o recomprados antes. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 11 de noviembre y el 11 de mayo de cada año, comenzando el 11 de noviembre de 2026. El valor en libros de los Bonos no Garantizados de 2031 al 30 de junio de 2026 fue de $485,0 millones en comparación con el valor razonable de $508,0 millones (datos de entrada de Nivel 2).
Los ingresos netos de la venta de los Bonos fueron de $484,6 millones, después de deducir los gastos de oferta inicial pagaderos por la Compañía de $15,4 millones.

Entre las cláusulas financieras clave se incluye un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2,25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de 3,50:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras clave al 30 de junio de 2026.

Bonos no Garantizados de 2028
Junto con la Transacción Frontera, la Compañía asumió todas las obligaciones de Frontera derivadas del monto de capital agregado de $310,0 millones de sus bonos senior no garantizados al 7,875%, con vencimiento en 2028 ("Bonos no Garantizados de 2028"), emitidos el 21 de junio de 2021. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 21 de junio y el 21 de diciembre de cada año, comenzando el 21 de diciembre de 2021. Los Bonos no Garantizados de 2028 vencerán el 21 de junio de 2028, a menos que sean redimidos o recomprados antes. El valor en libros de los Bonos no Garantizados de 2028 al 30 de junio de 2026 fue de $307,3 millones en comparación con el valor razonable de $308,8 millones (datos de entrada de Nivel 2).

Entre las cláusulas financieras clave se incluye un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2,25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de 3,25:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras clave al 30 de junio de 2026.

Los bonos no garantizados de 2028 y 2031 están subordinados a la deuda garantizada en la medida del valor de los activos que garantizan dicha deuda.

Facilidad de Crédito
La Compañía cuenta con una facilidad de crédito senior garantizada con un sindicato de bancos que, al 30 de junio de 2026, tenía una base de endeudamiento de $240,0 millones (31 de diciembre de 2025 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo servir como un medio para aumentar la liquidez y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 30 de junio de 2026, no hubo disposiciones de la facilidad de crédito (al 31 de diciembre de 2025 - se dispusieron $33,0 millones). La capacidad no dispuesta de la facilidad de crédito al 30 de junio de 2026 fue de $240,0 millones (31 de diciembre de 2025 - $207,0 millones).

La facilidad de crédito devenga intereses y comisiones de la siguiente manera:
(i) los anticipos de la facilidad revolvente devengan intereses a tasas anuales iguales a la tasa base de EE.UU. o SOFR más los márgenes aplicables;
(ii) los anticipos de la línea operativa devengan intereses a tasas anuales iguales a la tasa preferencial canadiense más los márgenes aplicables; y
(iii) los montos no dispuestos devengan una comisión por compromiso.

La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia y tiene una fecha de vencimiento final del 31 de mayo de 2028. La próxima revisión anual está programada para mayo de 2027.

Entre las cláusulas financieras clave se incluye una relación de deuda total financiada sobre EBITDA ajustado de cuatro trimestres móviles de 3,50:1, una relación de deuda garantizada senior sobre EBITDA ajustado de 3,00:1, y otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras clave al 30 de junio de 2026.

Consulte la nota 27 – Compromisos y Contingencias para obtener detalles sobre las garantías de cumplimiento vigentes con la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH") y Empresa Colombiana de Petróleos S.A. ("Ecopetrol") con respecto a los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía. Estas garantías se han proporcionado

en forma de cartas de crédito no garantizadas emitidas por bancos latinoamericanos seleccionados con plazos variables y se reducen periódicamente para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

15. Pasivos por arrendamiento

	Canadá	Colombia	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 4.071**	**$ 1.132**	**$ 5.203**
Adiciones	—	4.338	4.338
Gastos por intereses	34	331	365
Pagos de arrendamiento	(586)	(531)	(1.117)
Pérdida cambiaria	159	197	356
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 3.678**	**$ 5.467**	**$ 9.145**
Adquiridos al cierre de la combinación de negocios - Nota 8	—	16.003	16.003
Gastos por intereses	16	431	447
Pagos de arrendamiento	(362)	(2.399)	(2.761)
Pérdida (ganancia) cambiaria	(134)	216	82
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 3.198**	**$ 19.718**	**$ 22.916**
Obligación corriente	(739)	(4.449)	(5.188)
Obligación a largo plazo	**$ 2.459**	**$ 15.269**	**$ 17.728**

En relación con la Transacción Frontera, la Compañía asumió las obligaciones de Frontera bajo sus acuerdos de arrendamiento existentes. Los arrendamientos se relacionan con diversas propiedades, vehículos, suministro de generación de energía, incluidos los acuerdos asociados a la Planta Solar CPE-6 y al Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías CPE-6, y otros activos.

16. Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales

	Desmantelamiento	Ambientales	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2024	$ 68.469	$ 9.206	$ 77.675
Adiciones	6.407	3.275	9.682
Adquisiciones de propiedades - Nota 9	702	118	820
Liquidación de obligaciones durante el año	(5.877)	(3.635)	(9.512)
Pérdida (ganancia) en la liquidación de obligaciones	596	(449)	147
Gasto por actualización	8.160	962	9.122
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(6.197)	(1.192)	(7.389)
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	2.216	1.490	3.706
Pérdida cambiaria	3.087	1.827	4.914
Saldo, 31 de diciembre de 2025	$ 77.563	$ 11.602	$ 89.165
Adiciones	10.772	2.723	13.495
Adquiridos al cierre de la combinación de negocios - Nota 8	156.249	23.750	179.999
Ajuste de la tasa de descuento sobre obligaciones adquiridas	32.355	5.894	38.249
Liquidación de obligaciones durante el periodo	(8.614)	(2.450)	(11.064)
Ganancia en la liquidación de obligaciones	(1.046)	(175)	(1.221)
Gasto por actualización	5.442	826	6.268
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	17.830	4.264	22.094
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	(5.014)	935	(4.079)
Pérdida cambiaria	5.537	3.120	8.657
Saldo, 30 de junio de 2026	**$ 291.074**	**$ 50.489**	**$ 341.563**
Obligación corriente	(18.572)	(9.135)	(27.707)
Obligación a largo plazo	**$ 272.502**	**$ 41.354**	**$ 313.856**

El total de las obligaciones ambientales, de desmantelamiento y restauración fue determinado por la gerencia con base en los costos estimados para liquidar las obligaciones por impacto ambiental incurridas y para restaurar y abandonar los pozos y sus locaciones según los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones sean financiadas con los recursos internos de la Compañía disponibles al momento de la liquidación.

El pasivo total por desmantelamiento y ambiental se estima con base en la participación neta de la Compañía en los pozos perforados al 30 de junio de 2026, los costos estimados para abandonar y restaurar los pozos y sus locaciones, y el momento estimado en que se pagarán los costos en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo por desmantelamiento de la Compañía es de aproximadamente $641,6 millones al 30 de junio de 2026 (31 de diciembre de 2025 – $244,5 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de

descuento libre de riesgo del 11,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2025 – tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas se basan en las tasas pronosticadas para Colombia.

Incluido en el pasivo por desmantelamiento hay $18,6 millones (31 de diciembre de 2025 – $7,3 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo ambiental de la Compañía es de aproximadamente $100,4 millones al 30 de junio de 2026 (31 de diciembre de 2025 – $29,7 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 11,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2025 – tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4,0%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas se basan en las tasas pronosticadas para Colombia.

Incluido en el pasivo ambiental hay $9,1 millones (31 de diciembre de 2025 – $2,8 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

17. Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo

a) Unidades de Acciones Restringidas y Unidades de Acciones de Desempeño Liquidadas en Efectivo o en Acciones ("CosRSU y CosPSU")

La Compañía tiene implementado un plan de incentivos de RSU/PSU liquidado en efectivo o en acciones. Este plan contempla la emisión de RSU y PSU a ciertos empleados de Parex Canada. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio, o el empleado puede optar por recibir la adjudicación en acciones ordinarias de Parex. Las CosRSU y CosPSU se consolidan durante un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de consolidación.

CosRSU:	Número de CosRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/CosRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	1.162.252	—
Concedidas(1)	1.037.144	—
Ejercidas	(569.595)	—
Caducadas	(133.366)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	1.496.435	—
Concedidas(1)	495.727	—
Ejercidas	(624.659)	—
Caducadas	(113.660)	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**1.253.843**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

CosPSU:	Número de CosPSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/CosPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	682.587	—
Concedidas(1)	156.917	—
Concedidas por factor de desempeño	40.596	—
Ejercidas	(303.208)	—
Caducadas	(28.793)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	548.099	—
Concedidas(1)	68.808	—
Concedidas por factor de desempeño	235.720	—
Ejercidas	(532.633)	—
Caducadas	(68.555)	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**251.439**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

Al 30 de junio de 2026 y 2025, no había CosRSU ni CosPSU consolidadas.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$26,26 por CosRSU y CosPSU (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - Cdn$12,71 por CosRSU y CosPSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las CosRSU y CosPSU ejercidas durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$21,95 (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 – Cdn$13,67).

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones, la Compañía ha otorgado unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones a ciertos empleados. Las CosPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión. Las CosPSU pueden otorgarse con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Según el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0 y 2x a las CosPSU elegibles para consolidarse al final del periodo de desempeño. En marzo de 2026, la junta directiva aprobó que se aplicara un multiplicador de 1,67X a la concesión de CosPSU de 2023, lo que resultó en la emisión de 235.720 CosPSU. En marzo de 2025, la junta directiva aprobó que se aplicara un multiplicador de 1,15X a la concesión de CosPSU de 2022, lo que resultó en la emisión de 40.596 CosPSU.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de CosRSU y CosPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las CosRSU y CosPSU. El valor razonable de las CosRSU y CosPSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 30 de junio de 2026, el pasivo total acumulado por CosRSU y CosPSU es de $8,3 millones (31 de diciembre de 2025 - $18,8 millones), de los cuales $2,8 millones (31 de diciembre de 2025 - $4,5 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

b) Unidades de Acciones Restringidas y Unidades de Acciones de Desempeño de Larga Duración ("LDRSU y LDPSU")

En mayo de 2024, Parex implementó el nuevo plan de incentivos de RSU/PSU de larga duración. Este plan contempla la emisión de LDRSU y LDPSU a ciertos empleados de Parex Canada. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo igual al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio, o el empleado puede optar por recibir la adjudicación en acciones ordinarias. Las LDRSU se consolidan durante un periodo de tres años y vencen diez años después de la fecha de concesión. Las LDPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión y vencen diez años después de la fecha de concesión.

LDRSU:	Número de LDRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/LDRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	102.495	—
Concedidas(1)	208.953	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	311.448	—
Concedidas(1)	104.705	—
Ejercidas	(14.500)	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**401.653**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

LDPSU:	Número de LDPSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/LDPSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	208.577	—
Concedidas(1)	414.321	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	622.898	—
Concedidas(1)	210.255	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**833.153**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

Al 30 de junio de 2026, 129.578 LDRSU y ninguna LDPSU estaban consolidadas. Al 30 de junio de 2025, 36.779 LDRSU y ninguna LDPSU estaban consolidadas.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$26,32 por LDRSU y LDPSU (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - Cdn$12,75 por LDRSU y LDPSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las LDRSU ejercidas durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$25,30.

De conformidad con el plan de unidades de acciones restringidas de larga duración y unidades de acciones de desempeño, la Compañía ha otorgado unidades de acciones de desempeño a ciertos empleados. Las LDPSU se consolidan tres años después de la fecha de concesión y vencen diez años después de la fecha de concesión. Las LDPSU pueden otorgarse con ciertas medidas de desempeño, especificadas en la fecha de concesión según lo determine la Junta Directiva de la Compañía. Basado en el logro de las medidas de desempeño, se aplica un factor de ajuste predeterminado de entre 0-2x a las LDPSU elegibles para consolidarse al final del periodo de desempeño.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de LDRSU y LDPSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las LDRSU y LDPSU. El valor razonable de las LDRSU y LDPSU se calcula utilizando el modelo de valoración de Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 30 de junio de 2026, el pasivo total acumulado por LDRSU y LDPSU es de $6,9 millones (31 de diciembre de 2025 - $4,0 millones), de los cuales $1,8 millones (31 de diciembre de 2025 - $2,8 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

c) Unidades de acciones diferidas ("DSU")

La Compañía tiene implementado un plan de unidades de acciones diferidas conforme al cual la Compañía puede otorgar acciones diferidas a todos los directores que no son empleados. Las unidades de acciones diferidas se consolidan inmediatamente y se liquidan en efectivo tras el retiro del director que no es empleado de la Junta Directiva de Parex. El valor de las DSU en la fecha de ejercicio es equivalente al precio promedio ponderado de la acción de cinco días al que cotizaron las acciones ordinarias de la Compañía inmediatamente antes de la fecha de ejercicio. Las DSU solo pueden redimirse tras el retiro de la Junta Directiva de la Compañía de acuerdo con los términos del Plan de DSU. El pasivo por DSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de DSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/DSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	348.812	—
Concedidas(1)	128.621	—
Ejercidas por retiro de la junta	(68.767)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	408.666	—
Concedidas(1)	42.473	—
Ejercidas por retiro de la junta	(119.060)	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**332.079**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de $21,39 por DSU (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - Cdn$10,88 por DSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las DSU ejercidas durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn $20,77. No hubo DSU ejercidas en los seis meses terminados el 30 de junio de 2025.

Dado que las DSU se consolidan inmediatamente, las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de DSU se acumulan como gasto de compensación inmediatamente basado en el valor razonable de la DSU.

Al 30 de junio de 2026, el pasivo total acumulado por DSU es de $5.0 millones (31 de diciembre de 2025 - $5,5 millones), de los cuales $4,7 millones (31 de diciembre de 2025 - $4,5 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con los términos del plan de DSU.

d) Unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU")

Parex Colombia tiene un plan de CRSU que contempla la emisión de CRSU a ciertos empleados de Parex Colombia. El plan otorga a los titulares el derecho a recibir un pago en efectivo equivalente al precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en el momento del ejercicio. Las CRSU se consolidan durante un periodo de tres años y se ejercen en la fecha de consolidación. El pasivo por CRSU no puede liquidarse mediante la emisión de acciones ordinarias.

	Número de CRSU	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/CRSU
Saldo, 31 de diciembre de 2024	810.676	—
Concedidas(1)	1.008.076	—

Ejercidas	(371.742)	—
Caducadas	(88.248)	—
Saldo, 31 de diciembre de 2025	1.358.762	—
Concedidas(1)	489.027	—
Ejercidas	(550.302)	—
Caducadas	(84.687)	—
Saldo, 30 de junio de 2026	**1.212.800**	**—**

(1) Las concesiones incluyen unidades relacionadas con equivalentes de dividendos otorgados sobre adjudicaciones en circulación.

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$23,14 por CRSU (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - Cdn$12,74 por CRSU). El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las CRSU ejercidas durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$21,73 (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 – Cdn$13,90).

Las obligaciones de pago en efectivo bajo el plan de CRSU se acumulan como gasto de compensación durante el periodo de consolidación basándose en el valor razonable de las CRSU. El valor razonable de las CRSU se calcula utilizando el modelo de valoración Black-Scholes basado en el precio de mercado de las acciones ordinarias de la Compañía en la fecha de valoración. Al 30 de junio de 2026, el pasivo total acumulado por CRSU es de $7,0 millones (31 de diciembre de 2025 - $9,3 millones), de los cuales $2,1 millones (31 de diciembre de 2025 - $3,4 millones) se clasifican como a largo plazo de acuerdo con el periodo de consolidación de tres años.

e) Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gasto de CosRSU y CosPSU	**$ 1.547**	$ 2.837	**$ 8.574**	$ 4.629
Gasto (recuperación) de LDRSU y LDPSU	**(626)**	592	**3.109**	831
Gasto (recuperación) de DSU	**(781)**	1.322	**1.596**	1.143
Gasto (recuperación) de CRSU	**(746)**	1.543	**4.608**	1.603
Gasto (recuperación) total de compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**$ (606)**	$ 6.294	**$ 17.887**	$ 8.206
Pagos en efectivo realizados al momento del ejercicio en el periodo	**$ 3.425**	$ 518	**$ 29.577**	$ 11.232

18. Capital Social

a) Acciones ordinarias emitidas y en circulación

	Número de acciones	Monto
Saldo, 31 de diciembre de 2024	98.339.036	$ 632.899
Recompra de acciones	(2.364.900)	(11.837)
Saldo, 31 de diciembre de 2025	95.974.136	$ 621.062
Emitidas por efectivo - ejercicio de opciones	206.118	2.887
Asignación de excedente aportado – ejercicio de opciones	—	708
Saldo, 30 de junio de 2026	**96.180.254**	**$ 624.657**

La Compañía ha autorizado un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto sin valor nominal o a la par.

En los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, se ejercieron 206.118 opciones por un producto de $2,9 millones (año terminado el 31 de diciembre de 2025 - no se ejercieron opciones). Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía no recompró ninguna acción ordinaria conforme a su Oferta Pública de Adquisición en el Giro Ordinario del Negocio.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025, la Compañía recompró 2.364.900 acciones ordinarias conforme a su Oferta Pública de Adquisición en el Giro Ordinario del Negocio a un costo de $26,5 millones (costo promedio por acción de Cdn$15,37). El costo de recompra de acciones ordinarias a un precio superior a su valor en libros promedio se ha reconocido en los resultados acumulados.

Los dividendos pagados en 2026 fueron de $53,4 millones o Cdn$0,77 por acción (para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 - $107,7 millones o Cdn$1,54 por acción) a los accionistas registrados para cada pago de dividendos.

b) Opciones sobre acciones

La Compañía tiene un plan de opciones sobre acciones que contempla la emisión de opciones a los funcionarios y ciertos empleados de la Compañía para adquirir acciones ordinarias. El número máximo de opciones reservadas para su emisión bajo el plan de opciones sobre acciones no puede exceder el 5% del número de acciones ordinarias emitidas y en circulación. Las opciones sobre acciones se consolidan durante un periodo de tres años y vencen cinco años después de la fecha de concesión.

	Número de opciones sobre acciones	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción
Saldo, 31 de diciembre de 2024	899.429	22,78
Concedidas	533.022	12,74
Caducadas	(178.843)	21,52
Saldo, 31 de diciembre de 2025	1.253.608	18,69
Concedidas	341.386	25,72
Ejercidas	(206.118)	19,31
Caducadas	(168.583)	20,97
Saldo, 30 de junio de 2026	**1.220.293**	**20,24**

Las opciones sobre acciones en circulación y la vida remanente promedio ponderada de las opciones sobre acciones al 30 de junio de 2026 son las siguientes:

	Opciones en circulación			Opciones consolidadas		
Precio de ejercicio Cdn$	Número de opciones	Vida promedio ponderada restante (años)	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción	Número de opciones	Vida promedio ponderada restante (años)	Precio de ejercicio promedio ponderado Cdn$/opción
$12.74 - $16.90	433.177	3,69	$ 12,74	96.894	3,69	$ 12,74
$16.91 - $21.92	194.028	2,68	$ 21,06	116.869	2,68	$ 21,06
$21.93 - $25.60	116.804	1,60	$ 22,81	116.804	1,60	$ 22,81
$25.61 - $26.37	341.386	4,70	$ 25,72	—	—	$ —
$26.38 - $27.02	134.898	0,61	$ 27,02	134.898	0,61	$ 27,02
	1.220.293	**3,27**	**$ 20,24**	**465.465**	**2,02**	**$ 21,50**

El valor razonable de cada opción otorgada se estima en la fecha de concesión utilizando el modelo de valoración de opciones de Black-Scholes con los siguientes supuestos de promedio ponderado:

Para los seis meses terminados el 30 de junio de	**2026**	2025
Tasa de interés libre de riesgo (%)	**2,94**	2,66
Vida esperada (años)	**4**	4
Volatilidad esperada (%)	**41**	41
Tasa de caducidad (%)	**3**	3
Rendimiento esperado de dividendos (%)	**7,20**	11,07

El valor razonable promedio ponderado en la fecha de concesión para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de Cdn$5,76 por opción (seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - Cdn$1,68 por opción). En los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, se ejercieron 206.118 opciones. El precio promedio ponderado de la acción en la fecha de ejercicio para las opciones ejercidas en los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de $27,01.

c) Compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gasto por opciones	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362
Total gasto por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362

19. Ventas de Petróleo y Gas Natural y Otros Ingresos

Las ventas de producción de petróleo y gas natural de la Compañía se determinan de conformidad con los términos de los acuerdos de ingresos. El precio de transacción del petróleo crudo y el gas natural se basa en el precio de la materia prima en el mes de producción, ajustado por calidad, ubicación, deducciones permitidas, si las hubiera, u otros factores. Los precios de las materias primas se basan en índices de mercado que se determinan mensual o diariamente.

Las ventas de petróleo y gas natural de la Compañía por producto son las siguientes:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Petróleo crudo	**$ 455.076**	$ 232.465	**$ 717.530**	$ 492.342
Gas natural	**10.940**	6.605	**19.863**	12.363
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 466.016**	$ 239.070	**$ 737.393**	$ 504.705

Al 30 de junio de 2026, las cuentas por cobrar de contratos con clientes, que se incluyen en las cuentas por cobrar, fueron de $105,2 millones (31 de diciembre de 2025 - $72,3 millones).

Los otros ingresos de la Compañía incluyen ingresos por transporte por oleoducto e ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura.

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Otros ingresos	**$ 2.909**	$ 2.319	**$ 4.664**	$ 4.831

20. Otros gastos

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Otros impuestos colombianos	**$ 622**	$ 2.545	**$ 2.203**	3.326
Crédito fiscal colombiano adquirido	**—**	8.097	**—**	8.097
Impuesto al patrimonio	**(712)**	—	**6.288**	—
Provisiones legales	**1.343**	—	**1.519**	—
(Ganancia) pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento	**(1.205)**	357	**(1.221)**	545
Pérdida por enajenación de activos tangibles	**4.232**	17	**4.371**	35
Costos de restauración del sitio	**4.234**	—	**10.803**	—
Otros	**456**	1.437	**2.364**	1.597
Total otros gastos	**$ 8.970**	$ 12.453	**$ 26.327**	$ 13.600

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Otros gastos no monetarios	**$ 4.955**	$ 374	**$ 5.254**	$ 580
Otros gastos monetarios	**4.015**	12.079	**21.073**	13.020
Total otros gastos	**$ 8.970**	$ 12.453	**$ 26.327**	$ 13.600

El 24 de febrero de 2026, mediante el Decreto Ejecutivo 0173, el Gobierno colombiano creó un nuevo impuesto al patrimonio aplicable para el año fiscal 2026. El impuesto se aplica a las personas jurídicas y sociedades de hecho que son declarantes del impuesto sobre la renta en Colombia. El impuesto se liquida y se hace exigible sobre el patrimonio al 1 de marzo de 2026 igual o superior a 200,000 unidades de valor tributario (UVT) (aproximadamente COP$10.500 millones o US$2,7 millones) a tasas del 0,5% al 1,6%. Este Decreto Ejecutivo será impugnado ante la Corte Constitucional y puede o no ser anulado por la Corte. El impuesto al patrimonio a pagar fue liquidado al 30 de junio de 2026.

Se han reconocido provisiones legales con respecto a multas y sanciones estimadas que surgen principalmente de disputas regulatorias ambientales. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la legislación pertinente y la probabilidad de los resultados de la ejecución. Se espera que el momento de las salidas de efectivo sea dentro de 10 años. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

Se ha reconocido una provisión por los costos estimados requeridos para la restauración del sitio de acuerdo con las regulaciones aplicables y las obligaciones contractuales. La gerencia espera que una parte de estos costos de restauración sea recuperada a través de acuerdos de seguro. Las recuperaciones de seguros se reconocen solo cuando la recuperación es prácticamente segura.

21. Gastos Financieros Netos

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Cargos bancarios y comisiones por facilidades de crédito	**$ 1.008**	$ 1.402	**$ 2.226**	$ 2.191
Intereses sobre deuda bancaria	**3.052**	465	**4.826**	1.234
Intereses sobre bonos senior no garantizados	**7.853**	—	**7.853**	—
Amortización de costos diferidos de emisión de bonos	**333**	—	**333**	—
Actualización de pasivos por desmantelamiento y ambientales	**3.624**	3.316	**6.268**	6.538
Intereses y otros ingresos	**(2.740)**	(612)	**(6.144)**	(1.909)
Gastos por intereses de pasivos por arrendamiento	**268**	46	**447**	93
Provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas	**139**	(50)	**613**	(149)
Otros	**942**	295	**1.418**	623
Gastos financieros netos	**$ 14.479**	$ 4.862	**$ 17.840**	$ 8.621

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gastos financieros no monetarios	**$ 3.764**	$ 3.262	**$ 6.882**	$ 6.386
Gastos financieros monetarios	**10.715**	1.600	**10.958**	2.235
Gastos financieros netos	**$ 14.479**	$ 4.862	**$ 17.840**	$ 8.621

22. Ganancia neta por acción

a) Ganancia neta básica por acción

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Resultado neto				
Resultado neto a efectos de la ganancia neta básica por acción	**$ 444.296**	$ 49.113	**$ 448.885**	$ 129.742
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta básica por acción (en miles)	**96.179**	97.501	**96.086**	97.806
Ganancia neta básica por acción	**$ 4,62**	$ 0,50	**$ 4,67**	$ 1,33

b) Ganancia neta diluida por acción

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Resultado neto				
Resultado neto utilizado para calcular la ganancia neta diluida por acción	**$ 444.296**	$ 49.113	**$ 448.885**	$ 129.742
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta básica por acción (en miles)	**96.179**	97.501	**96.086**	97.806
Efecto dilutivo de las opciones sobre acciones en las acciones ordinarias potenciales	**261**	—	**219**	—
Número promedio ponderado de acciones a efectos de la ganancia neta diluida por acción (en miles)	**96.440**	97.501	**96.305**	97.806
Ganancia neta diluida por acción	**$ 4,61**	$ 0,50	**$ 4,66**	$ 1,33

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, 478.130 opciones sobre acciones (tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025 - 1.288.323 opciones sobre acciones) fueron excluidas del cálculo de las acciones promedio ponderadas diluidas ya que eran antidilutivas.

23. Revelación Complementaria de Información sobre Flujos de Efectivo

a) Conciliación de efectivo y equivalentes de efectivo y efectivo y equivalentes de efectivo restringidos

La siguiente tabla proporciona una conciliación del efectivo y equivalentes de efectivo y el efectivo y equivalentes de efectivo restringidos con los montos mostrados en el estado consolidado de flujos de efectivo:

	Al 30 de junio de		Al 31 de marzo de		Al 31 de diciembre de	
	2026	2025	2026	2025	2025	2024
Efectivo y equivalentes de efectivo	**$ 163.286**	$ 98.825	$ 44.775	$ 81.025	$ 58.328	$ 98.022
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - corriente	**6.120**	597	5.504	619	5.424	581
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos - largo plazo(1)	**12.846**	4.078	293	4.513	191	3.184
	$ 182.252	$ 103.500	$ 50.572	$ 86.157	$ 63.943	$ 101.787

(1) Incluido en Otros activos a largo plazo en el balance general consolidado.

b) Cambio neto en activos y pasivos

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Cuentas por cobrar	**$ 72.473**	$ 39.812	**$ 10.938**	$ 17.912
Pagos anticipados y otros activos corrientes	**(6.516)**	3.794	**(10.968)**	1.671
Inventario a corto plazo	**22.211**	1.060	**21.079**	1.808
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar/pagar	**(18.016)**	(2.986)	**(14.859)**	(9.983)
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	**16.255**	22.388	**(2.533)**	26.629
Anticipos de clientes	**(300)**	—	**(300)**	—
Agotamiento relacionado con el inventario de petróleo	**(439)**	(327)	**(183)**	(546)
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	**(8.511)**	(1.366)	**(11.064)**	(4.220)
Cambio neto en activos y pasivos	**$ 77.157**	$ 62.375	**$ (7.890)**	$ 33.271
Operación	**$ 67.181**	$ 37.821	**$ (22.435)**	3.255
Inversión	**9.976**	25.885	**$ 14.545**	31.244
Financiación	**—**	(1.331)	**—**	(1.228)
Cambio neto en activos y pasivos	**$ 77.157**	$ 62.375	**$ (7.890)**	$ 33.271

c) Intereses e impuestos pagados

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Intereses en efectivo pagados	**$ 14.505**	$ 625	**$ 15.661**	$ 1.682
Impuestos sobre la renta pagados en efectivo	**$ —**	$ —	**$ —**	$ —

24. Gestión del Capital

El objetivo de la Compañía al gestionar el capital es mantener una base de capital sólida que proporcione flexibilidad financiera para financiar las operaciones, ejecutar su estrategia comercial y mantener la confianza de los inversionistas, prestamistas y otros proveedores de capital.

La Compañía tiene la capacidad de ajustar su estructura de capital mediante la emisión de nuevas acciones o deuda y realizando ajustes a sus programas de gastos de capital, recompra de acciones y dividendos en la medida en que los gastos de capital no estén comprometidos. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el patrimonio neto, la facilidad de crédito, los bonos no garantizados y su capital de trabajo. Al 30 de junio de 2026, el patrimonio neto era de $2.351,7 millones (31 de diciembre de 2025 - $1.952,9 millones).

La Compañía tiene una facilidad de crédito senior garantizada con un sindicato de bancos con una base de endeudamiento de $240,0 millones al 30 de junio de 2026 (31 de diciembre de 2025 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo proporcionar liquidez adicional y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 30 de junio de 2026, no hubo disposiciones de la facilidad de crédito (al 31 de diciembre de 2025 - se dispusieron $33,0 millones).

Consulte la nota 14 - Deuda para obtener detalles sobre la facilidad de crédito senior garantizada y los bonos senior no garantizados de la Compañía.

Consulte la nota 27 – Compromisos y contingencias para obtener detalles sobre las garantías de cumplimiento vigentes con la ANH y Ecopetrol con respecto a los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía. Estas garantías se han proporcionado en forma de cartas de crédito no garantizadas emitidas por bancos latinoamericanos seleccionados con plazos variables y se reducen periódicamente para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

Al 30 de junio de 2026, el déficit de capital de trabajo neto de la Compañía era de $83,2 millones (31 de diciembre de 2025 - excedente de $28,0 millones).

La Compañía está sujeta a cláusulas financieras bajo su facilidad de crédito senior garantizada y sus bonos senior no garantizados. Al 30 de junio de 2026, la Compañía cumplía con todos los requisitos de capital impuestos externamente.

25. Instrumentos Financieros y Gestión de Riesgos

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, valores negociables, cuentas por pagar y pasivos acumulados, la facilidad de crédito senior garantizada y los bonos senior no garantizados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor en libros debido a la naturaleza a corto plazo de estos instrumentos. El valor razonable de la facilidad de crédito revolvente se aproxima a su valor en libros, ya que la facilidad devenga intereses a tasas flotantes y los diferenciales de crédito dentro de la facilidad son indicativos de las tasas de mercado. El valor razonable de los bonos senior no garantizados se determina en función de los precios de mercado cotizados y otros datos de mercado observables y se clasifica como Nivel 2 dentro de la jerarquía de valor razonable. Consulte la nota 14 - Deuda para conocer los valores en libros y los valores razonables de los bonos senior no garantizados de la Compañía al 30 de junio de 2026.

Al 30 de junio de 2026, sin cambios en otras variables, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del dólar canadiense y el COP frente al dólar estadounidense habría disminuido (aumentado) la ganancia neta en aproximadamente $19,9 millones.

a) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera para la Compañía si una contraparte de un instrumento financiero no cumple con sus obligaciones contractuales. La exposición de la Compañía al riesgo de crédito surge principalmente del efectivo y equivalentes de efectivo y de las cuentas por cobrar de socios de empresas conjuntas y contrapartes de comercialización de petróleo.

La Compañía gestiona el riesgo de crédito relacionado con el efectivo y equivalentes de efectivo manteniendo saldos en instituciones financieras de buena reputación, monitoreando la solvencia crediticia de las contrapartes bancarias y evaluando la exposición de las contrapartes.

La Compañía gestiona el riesgo de crédito asociado con las cuentas por cobrar evaluando la solidez financiera y la solvencia crediticia de las contrapartes de comercialización de petróleo y los socios de empresas conjuntas, monitoreando los saldos pendientes y evaluando la cobrabilidad de los montos adeudados a la Compañía.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía realizó la mayoría de sus ventas de petróleo a una sola contraparte. El saldo de cuentas por cobrar al 30 de junio de 2026 está compuesto sustancialmente por cuentas por cobrar a clientes de la industria del petróleo y gas y están sujetos a los riesgos de crédito normales de la industria. Históricamente, la Compañía no ha experimentado problemas de cobranza con sus clientes de petróleo crudo. Al 30 de junio de 2026, no había cuentas por cobrar vencidas (31 de diciembre de 2025 - $0). Ninguna de las cuentas por cobrar de la Compañía está deteriorada al 30 de junio de 2026. La exposición máxima al riesgo de crédito asociada con las cuentas por cobrar es el valor en libros total.

b) Riesgo de liquidez

El enfoque de la Compañía para gestionar el riesgo de liquidez es mantener saldos de efectivo suficientes, flujos de efectivo de las operaciones, facilidades de crédito disponibles y acceso a deuda para cumplir con sus obligaciones a medida que vencen. La gerencia prepara pronósticos de flujo de efectivo por un periodo de 12 a 36 meses para identificar cualquier requisito de financiación y monitorear la liquidez. La liquidez se gestiona a través de estrategias diarias y a largo plazo de gestión de efectivo, deuda y capital. Estas incluyen la estimación del efectivo futuro generado por las operaciones basado en supuestos razonables de producción y precios, la estimación de los gastos de capital futuros discrecionales y no discrecionales, y la evaluación del monto de financiación de capital o deuda disponible. La Compañía se compromete a mantener un balance sólido y tiene la capacidad de cambiar su programa de capital en función de los flujos de efectivo operativos esperados. Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía emitió un monto de capital agregado de $500,0 millones en bonos senior no garantizados al 8,50% con

vencimiento en 2031. Además, al 30 de junio de 2026, no hubo disposiciones de la facilidad de crédito senior garantizada de $240,0 millones de la Compañía (31 de diciembre de 2025 - se dispusieron $33,0 millones).

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 30 de junio de 2026:

	Menos de 1 año	**1-3 años**	**4-5 años**	**En lo sucesivo**	**Total**
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	$ 588.033	—	—	31.906	$ 619.939
Bonos no garantizados, incluyendo intereses	66.913	419.414	585.000	—	1.071.327
Anticipos de clientes	48.889	31.111			80.000
Pasivo por arrendamiento	5.188	17.728	—	—	22.916
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo por pagar	15.652	11.471	—	—	27.123
Total	**$ 724.675**	**479.724**	**585.000**	**31.906**	**$ 1.821.305**

A continuación se indican los vencimientos contractuales de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2025:

	Menos de 1 año	**1-3 años**	**4-5 años**	**En lo sucesivo**	**Total**
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	$ 212.081	—	—	7.143	$ 219.224
Deuda bancaria incluyendo intereses	—	36.181	—	—	36.181
Pasivo por arrendamiento	1.331	7.814	—	—	9.145
Compensación basada en acciones y liquidada en efectivo por pagar	22.397	15.228	—	—	37.625
Total	**$ 235.809**	**59.223**	**—**	**7.143**	**$ 302.175**

c) Riesgo de precio de materias primas

La Compañía está expuesta a los movimientos de los precios de las materias primas como parte de sus operaciones, particularmente en relación con los precios recibidos por su producción de petróleo. El petróleo crudo es sensible a numerosos factores mundiales, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Los cambios en los fundamentos de la oferta y la demanda global en el mercado del petróleo crudo y los eventos geopolíticos pueden afectar significativamente los precios del petróleo crudo. En consecuencia, estos cambios también podrían afectar el valor de las propiedades de la Compañía, el nivel de gasto para exploración y desarrollo, y la capacidad de cumplir con las obligaciones a su vencimiento. La producción de petróleo de la Compañía se vende bajo contratos a corto plazo, lo que la expone al riesgo de movimientos de precios a corto plazo.

Al 30 de junio de 2026, la Compañía no tenía contratos vigentes de gestión de riesgo de petróleo crudo. Actualmente, la Compañía no cuenta con cobertura para el resto de 2026, por lo que está totalmente expuesta a los cambios en los precios de las materias primas.

La siguiente tabla resume la pérdida (ganancia) en los contratos de gestión de riesgo de materias primas que estaban vigentes durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y 2025:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Pérdida (ganancia) realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**$ 30.711**	$ (3.337)	**$ 32.947**	$ (3.337)
Primas pagadas en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**—**	2.169	**—**	3.530
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**(30.635)**	(362)	**(1.050)**	(1.160)
Pérdida (ganancia) total	**$ 76**	$ (1.530)	**$ 31.897**	$ (967)

d) Riesgo cambiario

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario, ya que varias porciones de sus saldos de efectivo se mantienen en dólares canadienses (Cdn$) y pesos colombianos (COP$), mientras que sus gastos de capital comprometidos se espera que estén denominados principalmente en dólares estadounidenses.

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía vigentes los siguientes contratos de gestión de riesgo cambiario:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Tipo de Opción de Moneda**	**Monto USD**	**Precio de ejercicio (COP)**	**Compensación máxima**
Del 16 de marzo de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar con compensación limitada	$81.000.000	3.700-4.200	800
Del 19 de junio de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar sin costo	$90.000.000	3.400-3.663	N/A

La siguiente tabla resume la ganancia en los contratos de gestión de riesgo cambiario que estuvieron vigentes durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y 2025, la cual se registra en la partida de los estados financieros "Ganancia cambiaria" en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**$ (1.670)**	$ (1.225)	**$ (1.777)**	$ (1.225)
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**(4.026)**	(4.132)	**(4.107)**	(4.132)
Total	**$ (5.696)**	$ (5.357)	**$ (5.884)**	$ (5.357)

26. Información por Segmentos

La Compañía tiene subsidiarias extranjeras y se proporciona la siguiente información por segmentos:

Para los tres meses terminados el 30 de junio de 2026	**Canadá**	**Colombia**	**Total**
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 466.016	$ 466.016
Regalías	—	(72.961)	(72.961)
Ingresos netos	—	393.055	393.055
Otros ingresos	—	2.909	2.909
Pérdida en contratos de gestión de riesgo de materias primas	—	(76)	(76)
Ingresos	—	395.888	395.888
Gastos			
Producción	—	90.766	90.766
Transporte	—	34.019	34.019
Petróleo comprado	—	36.709	36.709
Gastos generales y administrativos	8.494	14.918	23.412
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	265	—	265
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	140	(746)	(606)
Agotamiento, depreciación y amortización	765	61.617	62.382
Costos de transacción	26.189	2.201	28.390
Otros gastos	213	8.757	8.970
(Ganancia) cambiaria	(921)	(3.647)	(4.568)
Pérdida no realizada en valores negociables	2.433	—	2.433
Ganancia por adquisición	(302.483)	—	(302.483)
	(264.905)	244.594	(20.311)
(Ingresos) financieros	(1.883)	(857)	(2.740)
Gasto financiero	11.354	5.865	17.219
Gastos financieros netos	9.471	5.008	14.479
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	255.434	146.286	401.720
Gasto por impuesto corriente	(1.009)	17.898	16.889
(Recuperación) de impuestos diferidos	18	(59.483)	(59.465)
Ganancia (pérdida) neta	**$ 256.425**	**$ 187.871**	**$ 444.296**
Activos de capital (al final del periodo)	$ 6.083	$ 2.849.911	$ 2.855.994
Gastos de capital	$ 220	$ 133.473	$ 133.693
Total activos (al final del periodo)	$ 128.051	$ 4.107.479	$ 4.235.530

Para los tres meses terminados el 30 de junio de 2025	**Canadá**	**Colombia**	**Total**
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 239.070	$ 239.070
Regalías	—	(30.913)	(30.913)
Ingresos netos	—	208.157	208.157
Otros ingresos	—	2.319	2.319
Ganancia en contratos de gestión de riesgo de materias primas	—	1.530	1.530
Ingresos	—	212.006	212.006
Gastos			
Producción	—	49.492	49.492
Transporte	—	17.421	17.421
Petróleo comprado	—	(30)	(30)
Gastos generales y administrativos	8.097	8.587	16.684
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	182	—	182
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	4.751	1.543	6.294
Agotamiento, depreciación y amortización	709	47.240	47.949
Otros gastos	—	12.453	12.453
Ganancia (pérdida) cambiaria	1.684	(3.721)	(2.037)
	15.423	132.985	148.408
(Ingresos) financieros	(84)	(528)	(612)
Gasto financiero	1.725	3.749	5.474
Gastos financieros netos	1.641	3.221	4.862
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(17.064)	75.800	58.736
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(139)	9.384	9.245
Gasto (recuperación) por impuestos diferidos	(1.162)	1.540	378
Ganancia (pérdida) neta	**$ (15.763)**	**$ 64.876**	**$ 49.113**
Activos de capital (al final del periodo)	$ 7.633	$ 1.592.939	$ 1.600.572
Gastos de capital	$ 129	$ 88.561	$ 88.690
Total activos (al final del periodo)	$ 44.259	$ 2.178.919	$ 2.223.178

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026	**Canadá**	**Colombia**	**Total**
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 737.393	$ 737.393
Regalías	—	(109.749)	(109.749)
Ingresos netos	—	627.644	627.644
Otros ingresos	—	4.664	4.664
Pérdida en contratos de gestión de riesgo de materias primas	—	(31.897)	(31.897)
Ingresos	—	600.411	600.411
Gastos			
Producción	—	148.082	148.082
Transporte	—	54.276	54.276
Petróleo comprado	—	36.756	36.756
Gastos generales y administrativos	20.036	25.803	45.839
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	439	—	439
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	13.279	4.608	17.887
Agotamiento, depreciación y amortización	1.535	112.136	113.671
Costos de transacción	26.799	2.201	29.000
Otros gastos	885	25.442	26.327
Pérdida cambiaria	422	(2.903)	(2.481)
Ganancia no realizada en valores negociables	(10.285)	—	(10.285)
Ganancia por adquisición	(302.483)	—	(302.483)
	(249.373)	406.401	157.028
(Ingresos) financieros	(1.927)	(4.217)	(6.144)
Gasto financiero	13.826	10.158	23.984
Gastos financieros netos	11.899	5.941	17.840
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	237.474	188.069	425.543
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(6.403)	24.363	17.960
Gasto por impuestos diferidos	1.072	(42.374)	(41.302)
Ganancia (pérdida) neta	**$ 242.805**	**$ 206.080**	**$ 448.885**
Activos de capital (al final del periodo)	$ 6.083	$ 2.849.911	$ 2.855.994
Gastos de capital	$ 411	$ 224.325	$ 224.736
Total activos (al final del periodo)	$ 128.051	$ 4.107.479	$ 4.235.530

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2025	**Canadá**	**Colombia**	**Total**
Ventas de petróleo y gas natural	$ —	$ 504.705	$ 504.705
Regalías	—	(67.318)	(67.318)
Ingresos netos	—	437.387	437.387
Otros ingresos	—	4.831	4.831
Ganancia en contratos de gestión de riesgo de materias primas	—	967	967
Ingresos	—	443.185	443.185
Gastos			
Producción	—	106.350	106.350
Transporte	—	34.239	34.239
Petróleo comprado	—	162	162
Gastos generales y administrativos	15.787	18.668	34.455
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	362	—	362
Gastos por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	6.603	1.603	8.206
Agotamiento, depreciación y amortización	1.510	96.858	98.368
Otros gastos	—	13.600	13.600
Ganancia (pérdida) cambiaria	1.667	(5.288)	(3.621)
	25.929	266.192	292.121
(Ingresos) financieros	(214)	(1.695)	(1.909)
Gasto financiero	2.857	7.673	10.530
Gastos financieros netos	2.643	5.978	8.621
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(28.572)	171.015	142.443
Gasto (recuperación) por impuestos corrientes	(1.139)	22.271	21.132
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	100	(8.531)	(8.431)
Ganancia (pérdida) neta	**$ (27.533)**	**$ 157.275**	**$ 129.742**
Activos de capital (al final del periodo)	$ 7.633	$ 1.592.939	$ 1.600.572
Gastos de capital	$ 224	$ 145.520	$ 145.744
Total activos (al final del periodo)	$ 44.259	$ 2.178.919	$ 2.223.178

Para el periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2026, la Compañía tuvo dos clientes externos (periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2025: tres clientes externos), en la industria del petróleo y gas que, sujetos a los riesgos de crédito normales de la industria, constituyeron más del 10% de las ventas de materias primas provenientes de la producción. Las ventas a estos clientes totalizaron $365,0 millones para el periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2026 y $227,0 millones para el periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2025.

Para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026, la Compañía tuvo un cliente externo (periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025: dos clientes externos), en la industria del petróleo y gas que, sujetos a los riesgos de crédito normales de la industria, constituyeron más del 10% de las ventas de materias primas provenientes de la producción. Las ventas a estos clientes totalizaron $475,8 millones para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 y $409,6 millones para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025.

27. Compromisos y Contingencias

El valor de los compromisos de la Compañía al 30 de junio de 2026 para los contratos que estaban vigentes.

	2026	2027	2028	2029	2030	En lo sucesivo	Total
Exploración y evaluación							
Compromisos mínimos de trabajo	$ 40.655	$ 143.911	$ 104.155	$ 11.689	$ —	$ 405.504	$ 705.914
Transporte	13.884	2.554	—	—	—	—	16.438
Arrendamientos operativos	1.228	2.271	623	—	—	—	4.122
Otros compromisos							
Petróleo comprado	58.325	—	—	—	—	—	58.325
Compromisos de suministro de energía	16.630	12.537	13.109	8.249	8.495	8.741	67.761
Total	**$ 130.722**	**$ 161.273**	**$ 117.887**	**$ 19.938**	**$ 8.495**	**$ 414.245**	**$ 852.560**

Compromisos mínimos de trabajo de exploración y evaluación
Al 30 de junio de 2026, existían garantías de cumplimiento para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía con la ANH y los bloques de empresas conjuntas de Ecopetrol por un monto de $504,1 millones (31 de diciembre de 2025 - $235,1 millones). Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

El valor de los compromisos de exploración de la Compañía al 30 de junio de 2026 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia en virtud de los contratos de E&P y los acuerdos de participación (farm-in) en empresas conjuntas, es el que se detalla anteriormente.

Transporte
Incluye contratos de tipo "ship-or-pay" (embarcar o pagar) con Bicentenario y Cenit, donde el inventario de petróleo crudo pignorado se almacena en la terminal de Coveñas (TLU-3) de Cenit en lugar de la terminal de Ocensa. Existe un acuerdo de prenda con Ocensa y Cenit, que garantiza las obligaciones de pago de ambos contratos.

Arrendamientos operativos
En el giro ordinario de los negocios, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán las operaciones y la liquidez futuras de la Compañía. Estos compromisos incluyen arrendamientos de espacio de oficina y alojamiento. Los pagos mínimos de arrendamiento existentes para oficinas y alojamiento al 30 de junio de 2026 son los que se detallan anteriormente.

Petróleo comprado
Incluye un acuerdo vigente que cubre las compras de petróleo crudo para 2026.

Suministro de energía
Incluye contratos ejecutados para fuentes de energía solar, generación in situ y conexión a la red, lo que garantiza el suministro de electricidad en los bloques operativos, particularmente en Quifa y CPE-6.

Contingencias
La Compañía está involucrada en diversas reclamaciones y procedimientos legales, regulatorios y administrativos que surgen del giro ordinario de los negocios. Dado que los resultados de estos asuntos son inciertos, no puede haber garantía de que dichos asuntos se resuelvan a favor de la Compañía. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la información relevante y la probabilidad de los resultados. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

Consulte la Nota 8 - Combinaciones de Negocios con respecto al pago contingente acordado como parte de la contraprestación de la Transacción Frontera.

28. Eventos Subsecuentes

Asociación Estratégica con Ecopetrol
Anteriormente, el 4 de mayo de 2026, la Compañía anunció que había ejecutado un acuerdo con su socio estratégico Ecopetrol S.A., mediante el cual la Compañía obtendrá una participación del 50% en los bloques Casabe y Llanito en la Cuenca del Magdalena en Colombia, tras la perforación del primer pozo en cada bloque. El acuerdo se cerró el 29 de julio de 2026 y se recibieron todas las aprobaciones regulatorias.

PAREX RESOURCES
MD&A

PARA EL PERIODO INTERMEDIO TERMINADO EL 30 DE JUNIO DE 2026

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA GERENCIA

La siguiente Discusión y Análisis de la Gerencia ("MD&A") de la situación financiera y los resultados de las operaciones de Parex Resources Inc. ("Parex" o la "Compañía") para el periodo terminado el 30 de junio de 2026 tiene fecha del 30 de julio de 2026 y debe leerse junto con los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados de la Compañía para el periodo terminado el 30 de junio de 2026, así como con los estados financieros anuales consolidados auditados de la Compañía para el año terminado el 31 de diciembre de 2025. Los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados y los estados financieros anuales consolidados auditados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("NIIF"), que representan los principios de contabilidad generalmente aceptados ("GAAP") para empresas con responsabilidad pública en Canadá.

La información adicional relacionada con Parex se incluye en los informes archivados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá, incluido el Formulario de Información Anual de la Compañía con fecha del 3 de marzo de 2026 ("AIF"), y puede accederse a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Todos los montos financieros están en dólares de los Estados Unidos ("USD") a menos que se indique lo contrario.

Perfil de la Compañía

Parex es la compañía independiente de petróleo y gas más grande de Colombia, enfocada en la producción convencional sostenible. La sede corporativa de la Compañía se encuentra en Calgary, Canadá, con una oficina operativa en Bogotá, Colombia. Las acciones de Parex cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo PXT.

Abreviaturas

Consulte la página final de la MD&A para conocer las abreviaturas utilizadas comúnmente en el documento. Consulte el Aviso sobre Declaraciones Prospectivas y el Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras.

Las referencias a la producción de petróleo crudo o gas natural en este MD&A se refieren a los tipos de productos de petróleo crudo ligero, petróleo crudo mediano, petróleo crudo pesado y gas natural convencional, respectivamente, tal como se definen en el Instrumento Nacional 51-101 - Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas.

Aspectos destacados de los tres meses terminados el 30 de junio de 2026 ("segundo trimestre" o "2T")

- El 1 de junio de 2026, la Compañía cerró con éxito su adquisición previamente anunciada de todos los activos de exploración y producción colombianos de Frontera Energy Corporation, convirtiéndose en el mayor productor independiente de petróleo y gas de Colombia. La contraprestación en efectivo se financió mediante la emisión de un monto de capital agregado de $500 millones en bonos senior no garantizados al 8,5% con vencimiento en 2031.
- La producción de petróleo crudo y gas natural promedió 54.121 boe/d. La producción promedio en el segundo trimestre de 2026 aumentó un 27% en comparación con la producción promedio del segundo trimestre de 2025 de 42.542 boe/d, impulsada principalmente por el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026. Consulte "Resultados Consolidados de Operaciones" para ver la producción desglosada por tipo de producto.
- Se reconoció una ganancia neta de $444,3 millones ($4,62 por acción básica) en comparación con una ganancia neta de $49,1 millones ($0,50 por acción básica) en el segundo trimestre de 2025. El aumento se atribuyó principalmente a la ganancia por adquisición, al aumento de los ingresos resultante de mayores volúmenes y precios del petróleo crudo, y a una recuperación de impuestos diferidos, compensado parcialmente por pérdidas realizadas en contratos de gestión de riesgo de materias primas, costos únicos y mayores impuestos sobre la renta corrientes.
- Generó un flujo de fondos ajustado trimestral generado por las operaciones ("FFO")(1) de $191,2 millones ($1,99 por acción básica(2)) en comparación con los $103,7 millones ($1,06 por acción básica(2)) en el segundo trimestre de 2025. El aumento se atribuye principalmente al incremento en el precio realizado y en los volúmenes. El FFO ajustado del 2T 2026(1) incorpora costos únicos de aproximadamente $59,1 millones compuestos por: $28,4 millones de costos no recurrentes relacionados con la transacción y $30,7 millones de pérdidas realizadas en contratos de cobertura.
- Generó un netback operativo(2) de $45,14/boe (2T 2025 - $36,25/boe) y un netback de FFO ajustado(2) de $37,26/boe (2T 2025 - $26,60/boe(2)) a partir de un precio promedio del Brent de $96,68/bbl (2T 2025 - $66,71/bbl).
- Incurrió en $133,7 millones de gastos de capital(3) en comparación con los $88,7 millones en el segundo trimestre de 2025. El aumento está relacionado principalmente con las actividades en LLA-111, LLA-34, VIM-1 y Capachos.
- Pagó un dividendo trimestral regular de C$0,385 por acción(4).
- Reembolsó $175,2 millones de deuda bancaria con la capacidad disponible bajo la facilidad de crédito no dispuesta.

(1) Medida de gestión de capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

(2) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Guía Corporativa

La Compañía ha reafirmado su guía para el segundo semestre ("H2") de 2026 y para todo el año ("FY") 2026 publicada el 12 de mayo de 2026, lo que refleja una confianza continua en sus perspectivas operativas tras la Transacción Frontera y el momento esperado de la producción de los activos de Magdalena.

Categoría	**Guía para el Segundo Semestre de 2026** *(12 de mayo de 2026)(1)*
Precio Promedio del Petróleo Crudo Brent	$90/bbl
Producción Promedio	82.000-91.000 boe/d
Netback del flujo de fondos generado por las operaciones(2)	$30-33/boe
Flujo de fondos generado por las operaciones(3)	$475-525 millones
Gastos de Capital(4)	$275-295 millones
Flujo de Fondos Libre(4)	$215 millones (punto medio)

(1) Supuestos para el segundo semestre de 2026: tiempo de inactividad operativa: ~5%; diferencial de Vasconia: ~$4,00/bbl; gastos de producción: $16,00-20,00/bbl; gastos de transporte: ~$7,50/bbl; gastos generales y administrativos (G&A): ~$5,00/bbl; gastos financieros: ~$2,50/bbl, tasa impositiva efectiva: 12-15%; consulte el "Aviso sobre Medidas Financieras no GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Para el año fiscal 2026, después de contabilizar la Transacción Frontera y la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena, se espera que la producción promedio sea de 63.000 a 67.000 boe/d, con gastos de capital de $495 a $515 millones.

La Compañía continúa monitoreando las condiciones del mercado que pueden influir en los costos operativos y los precios realizados. Actualmente, los elevados costos de la energía, impulsados en parte por los impactos climáticos relacionados con El Niño y las condiciones generales del mercado, junto con los movimientos adversos de la tasa de cambio resultantes de la apreciación del peso colombiano, están contribuyendo a que los gastos de producción tiendan hacia el extremo superior de la guía. Los diferenciales de Vasconia también permanecen elevados, lo que refleja la dinámica actual del mercado.

Consulte "Combinación de Negocios" para obtener detalles sobre la Transacción Frontera y "Eventos Subsecuentes" para la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena.

Resumen Financiero

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(Cifras financieras en miles, excepto los montos por acción)	**2026**	2025	**2026**	2025
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	**14.515**	10.182	**14.126**	10.229
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**37.130**	31.047	**33.222**	31.623
Líquidos de gas natural (boe/d)	**765**	316	**508**	345
Producción promedio de petróleo (bbl/d)(1)	**52.410**	41.545	**47.856**	42.197
Producción promedio de gas natural convencional (mcf/d)(1)	**10.266**	5.982	**9.594**	5.400
Producción promedio de petróleo y gas natural (boe/d)	**54.121**	42.542	**49.455**	43.097
Desglose de la producción (% petróleo crudo)	**97**	98	**97**	98
Precio de venta de petróleo y gas natural ($/boe)(6)	**90,84**	61,35	**80,67**	64,35
Netback operativo ($/boe) (1)	**45,14**	36,25	**42,50**	37,84
Netback del flujo de fondos generado por las operaciones ($/boe)(1)	**25,74**	26,90	**26,88**	28,91
Netback del flujo de fondos ajustado generado por las operaciones ($/boe)(1)	**37,26**	26,60	**33,66**	28,94
Ventas de petróleo y gas natural	**466.016**	239.070	**737.393**	504.705
Flujo de fondos generado por las operaciones(7)	**132.054**	104.821	**245.756**	226.765
Por acción – básica(1)(3)	**1,37**	1,08	**2,56**	2,32
Por acción – diluida (1)(3)	**1,37**	1,08	**2,55**	2,32
Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones(7)	**191.155**	103.653	**307.703**	226.958
Por acción – básica(1)(3)	**1,99**	1,06	**3,20**	2,32
Por acción – diluida (1)(3)	**1,98**	1,06	**3,20**	2,32
Resultado neto	**444.296**	49.113	**448.885**	129.742
Por acción – básica(3)	**4,62**	0,50	**4,67**	1,33
Por acción – diluida(3)	**4,61**	0,50	**4,66**	1,33
Dividendos pagados	**26.483**	27.561	**53.420**	53.926
Por acción - Cdn$(3)(6)	**0,385**	0,385	**0,770**	0,770
Recompra de acciones	**—**	6.025	**—**	11.264
Número de acciones recompradas (en miles)	**—**	630	**—**	1.155
Gastos de capital(2)	**133.693**	88.690	**224.736**	145.744
Flujo de fondos libre(2)	**(1.639)**	16.131	**21.020**	81.021
EBITDA(2)	**487.551**	124.000	**583.381**	263.032
EBITDA ajustado(2)	**192.063**	127.745	**324.747**	263.152
Total activos (al final del periodo)	**4.235.530**	2.223.178	**4.235.530**	2.223.178
Deuda neta (efectivo neto)(7)	**906.598**	(2.048)	**906.598**	(2.048)
Promedio ponderado de acciones en circulación (en miles)				
Básica	**96.179**	97.501	**96.086**	97.806
Diluida	**96.440**	97.501	**96.305**	97.806
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	**96.180**	97.184	**96.180**	97.184

(1) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Los montos por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(4) El cálculo del capital de trabajo no toma en consideración el monto no dispuesto disponible bajo la facilidad de crédito bancario sindicado.
(5) Base de endeudamiento de la facilidad de crédito bancaria sindicada de $240,0 millones al 30 de junio de 2026 y al 30 de junio de 2025.
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(7) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Resultados Financieros y Operativos

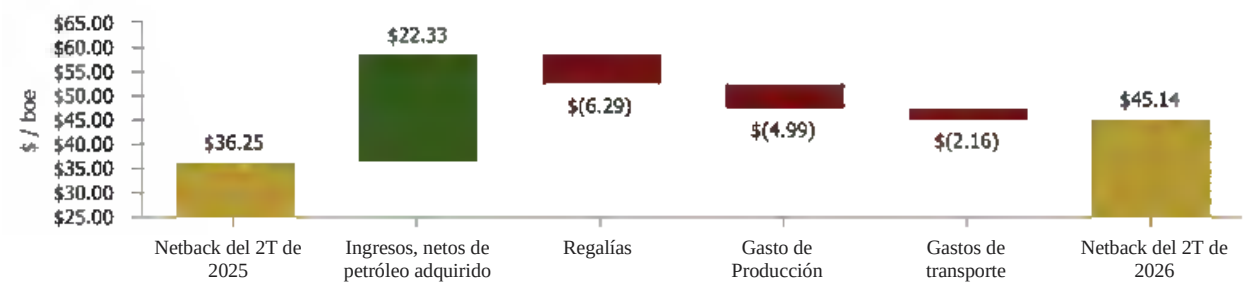
Resultados Consolidados de Operaciones

Las operaciones de petróleo y gas de Parex se llevan a cabo en Colombia, con las funciones de la oficina central realizadas en Canadá.

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Producción diaria promedio				
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	**14.515**	10.182		14.126
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**37.130**	31.047	**33.222**	31.623
Líquidos de gas natural (boe/d)	**765**	316	**508**	345
Petróleo crudo (bbl/d)	**52.410**	41.545	**47.856**	42.197
Gas natural convencional (mcf/d)	**10.266**	5.982	**9.594**	5.400
Total (boe/d)	**54.121**	42.542	**49.455**	43.097
Desglose de la producción (% de producción de petróleo crudo)	**97**	98	**97**	98
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural				
Petróleo crudo producido, antes del consumo (bbl/d)	**54.666**	41.828	**48.904**	42.435
Gas natural producido (mcf/d)	**10.266**	5.982	**9.594**	5.400
Petróleo crudo y gas natural producidos, antes del consumo (bbl/d)	**56.377**	42.825	**50.503**	43.335
Consumo de combustible	**(937)**	—	**(471)**	—
Petróleo y gas natural producidos, después del consumo	**55.440**	42.825	**50.032**	43.335
Petróleo crudo comprado (bbl/d)	**3.191**	—	**1.604**	7
Total (boe/d)	**58.631**	42.825	**51.636**	43.342
Netback operativo (en miles)				
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 466.016**	$ 239.070	**$ 737.393**	$ 504.705
Petróleo crudo comprado(4)	**(36.709)**	30	**(36.756)**	(162)
Ventas de petróleo y gas natural, netas de petróleo crudo comprado(2)(4)	**429.307**	239.100	**700.637**	504.543
Regalías	**(72.961)**	(30.913)	**(109.749)**	(67.318)
Ingresos netos	**356.346**	208.187	**590.888**	437.225
Gasto de producción	**(90.766)**	(49.492)	**(148.082)**	(106.350)
Gastos de transporte	**(34.019)**	(17.421)	**(54.276)**	(34.239)
Netback operativo(1)	**$ 231.561**	$ 141.274	**$ 388.530**	$ 296.636
Netback operativo (por boe)				
Brent ($/bbl)	**$ 96,68**	$ 66,71	**$ 87,60**	$ 70,81
Diferencial de precio de Parex	**(5,84)**	(5,36)	**(6,93)**	(6,46)
Ventas de petróleo y gas natural(2)	**90,84**	61,35	**80,67**	64,35
Petróleo crudo comprado(2)(4)	**(7,16)**	—	**(4,02)**	(0,01)
Ventas de petróleo y gas natural, netas de petróleo crudo comprado(2)(4)	**83,68**	61,35	**76,65**	64,34
Regalías(2)	**(14,22)**	(7,93)	**(12,01)**	(8,58)
Ingresos netos(2)	**69,46**	53,42	**64,64**	55,76
Gastos de producción(2)	**(17,69)**	(12,70)	**(16,20)**	(13,56)
Gastos de transporte(2)	**(6,63)**	(4,47)	**(5,94)**	(4,36)
Netback operativo(3)	**$ 45,14**	$ 36,25	**$ 42,50**	$ 37,84

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(4) El costo del petróleo crudo adquirido incluye aproximadamente $9,4 millones de ajuste del valor razonable del inventario no monetario como resultado de la asignación del precio de compra, equivalente a $1,83/boe y $1,02/boe para los periodos de tres y seis meses finalizados el 30 de junio de 2026, respectivamente.

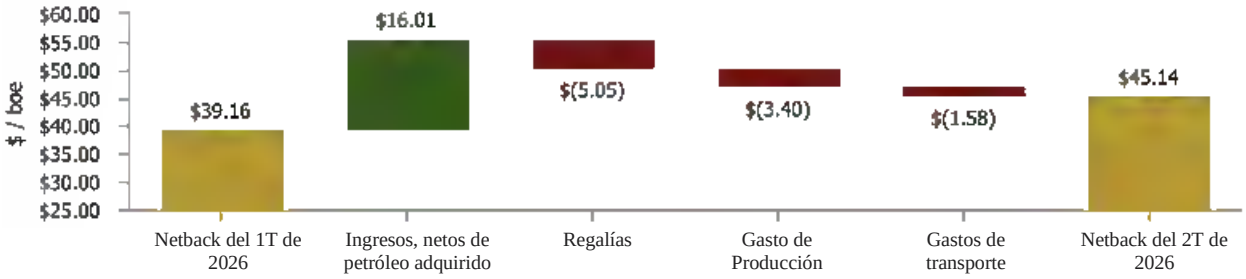
Cambio en el Netback Operativo por Componente
2T/25 vs. 2T/26



En general, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $29,97/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $22,33/boe en el segundo trimestre de 2026 en comparación con el segundo trimestre de 2025. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento de petróleo crudo adquirido para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos. Las regalías aumentaron en $6,29/boe en el trimestre en comparación con el segundo trimestre de 2025, principalmente asociado con el aumento en el precio de venta. Los gastos de producción en el trimestre aumentaron en $4,99/boe en comparación con el segundo trimestre de 2025, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,88/boe al aumento. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $2,16/boe en comparación con el segundo trimestre de 2025, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el netback operativo aumentó en $8,89/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $29,97/bbl.

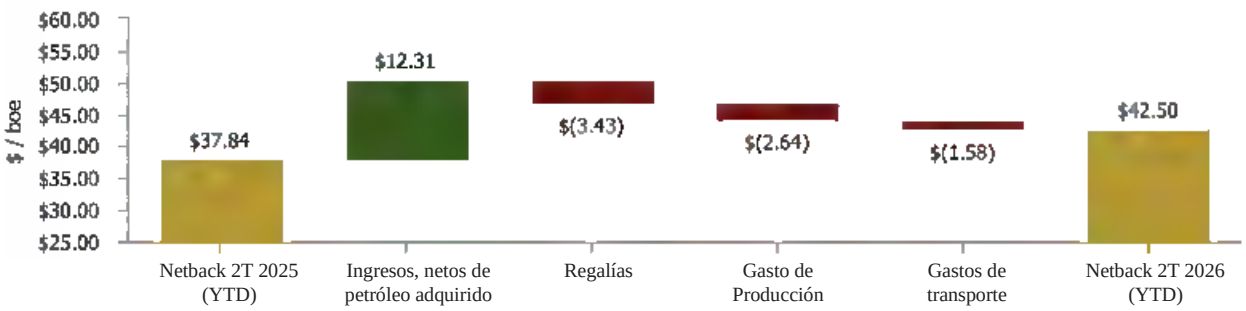
Cambio en el Netback Operativo por Componente
1T/26 vs. 2T/26



En el segundo trimestre de 2026, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $18,30/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $16,01/boe en comparación con el primer trimestre de 2026. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento de petróleo adquirido para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos, parcialmente compensado por menores diferenciales de ubicación y calidad y una disminución en las ventas en boca de pozo. Las regalías aumentaron en $5,05/boe, principalmente asociado con el aumento en el precio de venta. Los gastos de producción aumentaron en $3,40/boe, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1.88/boe al aumento. El aumento trimestral reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $1,58/boe en comparación con el primer trimestre de 2026, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el netback operativo aumentó en $5,98/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $18,30/bbl.

Cambio en el Netback Operativo por Componente
2T YTD/25 vs. 2T YTD/26



En lo que va del año 2026, el precio de referencia del petróleo crudo Brent de la Compañía aumentó en $16,79/bbl, mientras que los ingresos aumentaron en $12,31/boe en comparación con el periodo comparativo de 2025. La disminución en los ingresos en relación con el aumento del precio de referencia del crudo Brent se atribuyó principalmente al aumento de las compras de petróleo para mezcla asociado con los volúmenes de petróleo pesado recién adquiridos y al aumento del diferencial de ubicación y calidad, compensado parcialmente por la disminución de las ventas en boca de pozo. Las regalías aumentaron en $3,43/boe, principalmente asociado al aumento en el precio de venta. Los gastos de producción aumentaron en $2,64/boe, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,18/boe al aumento. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones. Los gastos de transporte en el trimestre aumentaron en $1,58/boe en comparación con el periodo comparativo de 2025, principalmente debido a un aumento en el volumen de producción de petróleo transportado por camión y mayores volúmenes de gas transportados.

En general, el netback operativo aumentó en $4,66/boe en comparación con un aumento del precio de referencia del crudo Brent de $16,79/bbl.

Ventas de Petróleo y Gas Natural y Otros Ingresos

a) Volúmenes promedio diarios de producción y ventas (boe/d)

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Llanos	**30.568**	18.691	**26.474**	18.911
LLA-34	**19.183**	21.514	**19.206**	21.860
Magdalena	**3.605**	2.337	**3.104**	2.326
Putumayo	**765**	—	**671**	—
Total producción de petróleo crudo y gas natural	**54.121**	42.542	**49.455**	43.097
Reducción (aumento) de inventario de petróleo crudo	**2.256**	283	**1.048**	238
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido, antes del consumo	**56.377**	42.825	**50.503**	43.335
Consumo de combustible	**(937)**	—	**(471)**	—
Ventas diarias promedio de petróleo y gas natural producido, después del consumo	**55.440**	42.825	**50.032**	43.335
Petróleo comprado	**3.191**	—	**1.604**	7
Volúmenes de Ventas	**58.631**	42.825	**51.636**	43.342

El 1 de junio de 2026, la Compañía cerró con éxito la adquisición previamente anunciada de los activos de exploración y producción en Colombia de Frontera Energy Corporation. El perfil de producción de la Compañía ha experimentado un cambio significativo tras las transacciones anunciadas recientemente, y se esperan oportunidades de crecimiento adicionales a medida que la cartera ampliada se integre y desarrolle aún más.

Para el periodo del 1 de julio de 2026 al 29 de julio de 2026, la producción promedio estimada fue de 83.500 boe/d(1), lo que demuestra un impulso operativo positivo.

La producción de petróleo crudo y gas natural para el segundo trimestre de 2026 promedió 54.121 boe/d después de reflejar el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026 y la nueva producción derivada del éxito de exploración en el Bloque LLA-111. Esto representa un aumento de aproximadamente el 27% con respecto a la producción del segundo trimestre de 2025 de 42.542 boe/d y un aumento de aproximadamente el 21% en comparación con la producción del primer trimestre de 2026 de 44.735 boe/d. Consulte el "Resumen de Resultados Trimestrales" para ver la producción desglosada por tipo de producto.

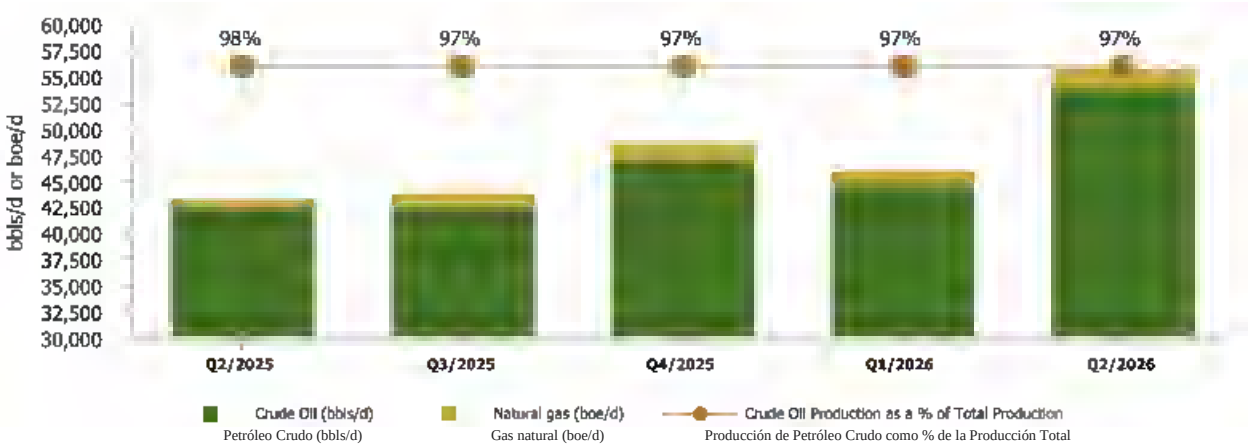
El aumento en la producción de petróleo y gas natural en el segundo trimestre de 2026 en comparación con el segundo trimestre de 2025 es principalmente el resultado de la producción añadida tras el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026, la nueva producción añadida de los Bloques LLA-74, LLA-111 y LLA-32 en la Cuenca de los Llanos y un aumento en la producción de gas en VIM-1 en la Cuenca del Magdalena. Esto fue parcialmente compensado por una disminución en la producción de petróleo del Bloque LLA-34 y el Bloque Cabrestero en la Cuenca de los Llanos del Sur, principalmente como resultado de declives naturales y tiempo de inactividad relacionado con el clima.

El aumento en la producción de petróleo crudo y gas natural en el segundo trimestre de 2026 en comparación con el primer trimestre de 2026 se atribuyó principalmente a la producción añadida tras el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026 y la nueva producción añadida del Bloque LLA-111.

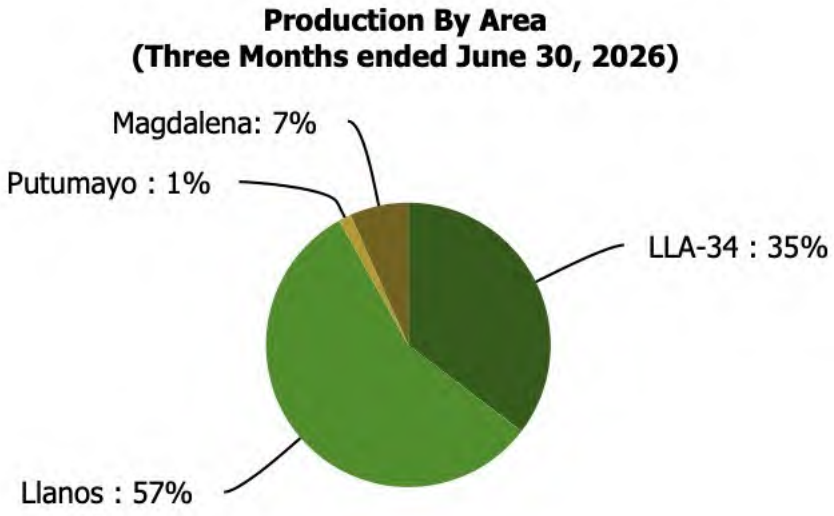
Las ventas de petróleo y gas natural en el segundo trimestre de 2026 fueron de 58.631 boe/d en comparación con 42.825 boe/d para el segundo trimestre de 2025, con el cambio significativo impulsado principalmente por el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026 y la nueva producción de los Bloques LLA-74, LLA-111 y LLA-32 en la Cuenca de los Llanos y un aumento en la producción de gas en VIM-1 en la Cuenca del Magdalena. Esto fue parcialmente compensado por una disminución en la producción de petróleo del Bloque LLA-34 y el Bloque Cabrestero en la Cuenca de los Llanos del Sur, principalmente como resultado de declives naturales y tiempo de inactividad relacionado con el clima.

(1) Producción promedio estimada; petróleo crudo ligero y mediano: ~22.071 bbl/d, petróleo crudo pesado: ~58.409 bbl/d, gas natural convencional: ~16.424 mcf/d, líquidos de gas natural: 333 boe/d; redondeado para fines de presentación.

Producción



Producción por Área
(Tres meses terminados el 30 de junio de 2026)



Magdalena: 7%
LLA-34: 35%
Llanos: 57%
Putumayo: 1%

b) Precios de Referencia y Realizados del Petróleo Crudo

Precio promedio del periodo	**2T 2026**	1T 2026	4T 2025	3T 2025	2T 2025
Brent ($/bbl)	**96,68**	78,38	63,08	68,17	66,71
Diferencial de ubicación y calidad de Parex ($/bbl)	**(2,88)**	(5,52)	(3,03)	(1,94)	(1,87)
Descuento de ventas en boca de pozo de Parex ($/bbl)	**(2,32)**	(5,16)	(3,35)	(3,91)	(3,77)
Precio de venta de petróleo realizado de Parex ($/bbl)(2)	**91,48**	67,70	56,70	62,32	61,07
Precio realizado de Parex (diferencial) respecto al Brent ($/bbl)	**(5,20)**	(10,68)	(6,38)	(5,85)	(5,64)
Gastos de transporte de Parex ($/bbl)(1)(2)	**(6,40)**	(5,10)	(5,47)	(4,88)	(4,58)
Diferencial de precio y gastos de transporte de Parex ($/bbl)(2)	**(11,60)**	(15,78)	(11,85)	(10,73)	(10,22)

(1) Se aplica solo a las ventas de carga de exportación directa donde Parex incurre directamente en las tarifas de oleoducto. Consulte "Gastos de Transporte".
(2) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Durante el segundo trimestre de 2026, el precio de referencia del petróleo Brent aumentó en $18,30/bbl en comparación con el primer trimestre de 2026. El aumento ocurrió en medio de continuos desarrollos geopolíticos, incluido el continuo estallido de guerra en el Medio Oriente, lo que interrumpió la producción y el transporte regional de petróleo crudo y aumentó las preocupaciones con respecto al suministro mundial de petróleo crudo. Los precios del petróleo crudo fueron altamente volátiles en la última parte del primer trimestre de 2026 y la mayor parte del segundo trimestre de 2026 a medida que los participantes del mercado reevaluaron las expectativas con respecto a la magnitud y duración de la interrupción del suministro. Los precios comenzaron a disminuir hacia la última parte de junio de 2026.

Durante el segundo trimestre de 2026, el diferencial entre el precio de referencia Brent y el precio de venta de petróleo realizado de la Compañía fue de $5,20/bbl. El diferencial respecto al crudo Brent durante el segundo trimestre de 2026 disminuyó en $5,48/bbl en comparación con el primer trimestre de 2026, donde el diferencial fue de $10,68/bbl, principalmente debido a diferenciales de ubicación y calidad más estrechos. Esta mejora reflejó la disminución de la volatilidad macroeconómica y las expectativas de un suministro incremental de petróleo pesado que había ampliado los diferenciales durante el primer trimestre de 2026, así como una reducción en las ventas en boca de pozo a favor de ventas de exportación directa de mayor precio. En comparación con el segundo trimestre de 2025, el diferencial de precio de petróleo realizado de Parex disminuyó de $5,64/bbl a $5,20/bbl, lo cual fue impulsado principalmente por la reducción de las ventas en boca de pozo a favor de las ventas de exportación directa, parcialmente compensado por el aumento de los diferenciales de ubicación y calidad en el petróleo pesado asociado con los volúmenes recién adquiridos.

Las diferencias entre el precio realizado de Parex y el precio del crudo Brent están relacionadas principalmente con los ajustes de ubicación y calidad, los contratos de comercialización de ventas en boca de pozo y el momento de las ventas de petróleo en comparación con los promedios trimestrales. El diferencial de ubicación y calidad respecto al precio del crudo Brent también afecta el precio de venta realizado de Parex y se establece en mercados globales líquidos y, por lo tanto, se atribuye a factores que están fuera del control de la Compañía, lo que hace que sea inherentemente difícil de pronosticar.

El diferencial de precio realizado de Parex respecto al crudo Brent puede fluctuar periodo tras periodo debido a, entre otros factores, el tipo de contratos de venta y el tratamiento contable para el petróleo vendido en boca de pozo frente a los contratos de venta de exportación directa.

El diferencial de ubicación y calidad del segundo trimestre de 2026 de $2,88/bbl aumentó en comparación con el segundo trimestre de 2025 de $1,87/bbl. Estos diferenciales continúan reflejando la dinámica actual del mercado mundial de materias primas, incluyendo los fundamentos de oferta y demanda de petróleo pesado, así como las condiciones generales del mercado.

El diferencial de Vasconia respecto al Brent puede fluctuar con las condiciones del mercado petrolero y para el mes de julio de 2026 fue de aproximadamente $7,00/bbl.

Diferencial de Precio Realizado y Gastos de Transporte de Parex



c) Ventas de Gas Natural y Precios Realizados

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Ventas de gas natural (en miles)	**$ 10.940**	$ 6.605	**$ 19.863**	$ 12.363
Precio de venta realizado ($/Mcf)(1)	**11,71**	12,13	**11,44**	12,65

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Las ventas de gas natural de Parex fueron de $10,9 millones y $19,9 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, en comparación con los $6,6 millones y $12,4 millones en los periodos comparativos de 2025. El aumento en las ventas de gas natural con respecto a los periodos comparativos de 2025 se relaciona principalmente con el incremento en los volúmenes vendidos de los bloques Capachos y VIM-1 y el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026, compensado parcialmente por una disminución en el precio de venta realizado del gas.

d) Ventas de petróleo y gas natural

Las ventas de petróleo y gas natural del segundo trimestre de 2026 aumentaron en $226,9 millones o un 95%, tal como se reconcilia en la tabla a continuación con respecto al segundo trimestre de 2025:

(en miles)	
Ventas de petróleo y gas natural, tres meses terminados el 30 de junio de 2025	**$ 239.070**
Volumen de ventas de petróleo producido, un aumento del 28% (11.901 bopd)	**66.138**
Volumen de ventas de petróleo comprado, un aumento del 100% (3.191 bopd)	**17.734**
Aumento del precio de venta del petróleo	**138.739**
Cambio en el volumen de ventas y el precio del gas natural producido	**4.335**
Ventas de petróleo y gas natural, tres meses terminados el 30 de junio de 2026	**$ 466.016**

Las ventas de petróleo y gas natural aumentaron en los tres meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con el mismo periodo en 2025, principalmente debido al aumento en los precios mundiales del petróleo, además de mayores volúmenes de ventas como resultado de la producción añadida tras el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026 y la nueva producción añadida de los bloques LLA-74, LLA-111 y LLA-32 en la cuenca de los Llanos.

e) Inventario de petróleo crudo

Al 30 de junio de

(en miles)	**2026**	2025
Petróleo crudo en tránsito	**$ 26.220**	$ 209

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía 488.7 mbbls de inventario de petróleo crudo en comparación con 5,5 mbbls al 30 de junio de 2025, el cual fue inyectado en oleoductos colombianos y almacenado en tanques. El inventario se valoró en función de los gastos directos e indirectos (incluyendo los costos de producción, ciertos costos de transporte, gastos de agotamiento y gastos de regalías) a $53,65/bbl al 30 de junio de 2026, en comparación con los $38,00/bbl al 30 de junio de 2025, incurridos para llevar el petróleo crudo a su condición y ubicación actuales.

A continuación se presenta una conciliación de los movimientos del inventario de petróleo crudo trimestre a trimestre:

Para los periodos terminados (mbbls)	**30 de junio de 2026**	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025
Inventario de petróleo crudo - inicio del periodo	**132,5**	116,9	4,9	5,5
Inventario de petróleo crudo - adquirido en la adquisición	**706,3**	—	—	—
Producción de petróleo	**4.769,3**	3.892,4	4.333,4	3.914,7
Ventas de petróleo	**(5.265,0)**	(3.876,8)	(4.221,4)	(3.915,3)
Consumo de combustible	**(85,3)**	—	—	—
Petróleo comprado	**230,9**	—	—	—
Petróleo crudo - fin del periodo	**488,7**	132,5	116,9	4,9
% de la producción del periodo	**10,2**	3,4	2,7	0,1

El aumento y (reducción) del inventario de petróleo crudo de un periodo a otro está sujeto a factores que la Compañía no controla, tales como el momento en que se realizan los envíos desde el almacenamiento hasta la exportación.

f) Petróleo comprado

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gasto de petróleo comprado (en miles)	**$ 36.709**	$ (30)	**$ 36.756**	$ 162

El gasto de petróleo comprado ha aumentado para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con los mismos periodos de 2025, principalmente debido a una mayor actividad de mezcla de petróleo asociada con los activos adquiridos de Frontera.

g) Otros ingresos

Los otros ingresos de la Compañía incluyen ingresos por transporte por oleoducto e ingresos relacionados con la generación de energía y el uso de infraestructura.

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Otros ingresos	**$ 2.909**	$ 2.319	**$ 4.664**	$ 4.831

Regalías

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Regalías base(1)	**$ 43.179**	$ 19.082	**$ 64.484**	$ 40.629
Derechos económicos(2)	**29.782**	11.831	**45.265**	26.689
Regalías (en miles)	**$ 72.961**	$ 30.913	**$ 109.749**	$ 67.318
Por unidad ($/boe)(3)	**14,22**	7,93	**12,01**	8,58
Porcentaje de ventas(3)	**17**	13	**15**	13

(1) Las regalías base son regalías de escala móvil basadas en la producción del campo y pagaderas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia ("ANH"). Consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(2) Los derechos económicos incluyen regalías de participación por precios altos aplicables a la producción que exceda los 5 millones de barriles de petróleo y las regalías de Factor X son una regalía adicional aplicable a la producción de petróleo pesado, ambas pagaderas a la ANH. Consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca.
(3) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

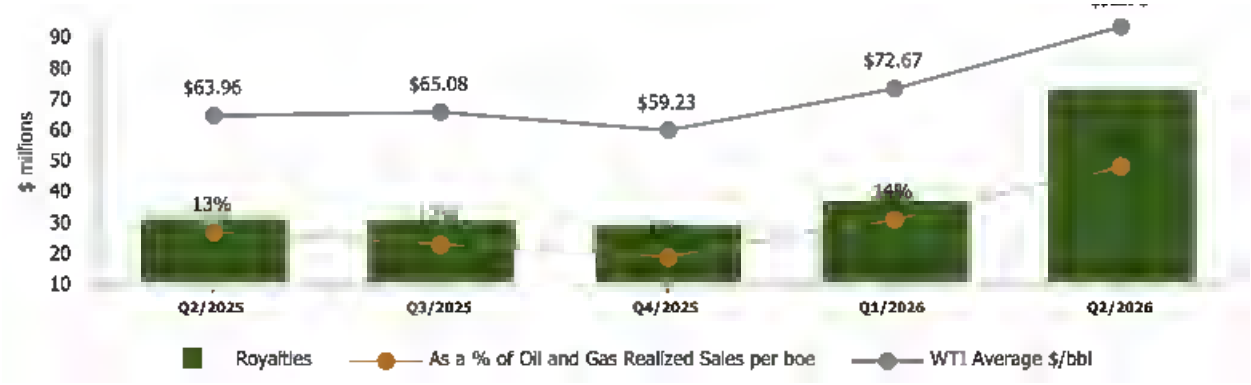
El gasto por regalías fue de $73,0 millones y $109,7 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, en comparación con los $30,9 millones y $67,3 millones para el periodo comparativo de 2025.

Las regalías como porcentaje de las ventas fueron del 17% y 15% para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, en comparación con el 13% para los periodos comparativos de 2025.

El aumento en el gasto por regalías se atribuyó principalmente al incremento en los precios mundiales del petróleo en 2026 y a la producción base, compensado parcialmente por una menor producción en áreas donde son aplicables las regalías de participación por precios altos.

Los precios de referencia WTI se utilizan en el cálculo de la regalía de participación por precios altos ("HPR"). Efectivamente, un precio realizado del crudo WTI más elevado da como resultado una mayor tasa efectiva de regalías. Los precios de referencia WTI para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fueron de $92,70 y $82,77, en comparación con los $63,96 y $67,73 para el periodo comparativo de 2025 y $72,67 en el primer trimestre de 2026.

Para obtener más información sobre la HPR, consulte el AIF de la Compañía, al cual se puede acceder a través del sitio web de SEDAR+ en www.sedarplus.ca, donde el cálculo se describe como "Regalía de Participación por Precios Altos" en la sección "Condiciones de la Industria - Colombia - Participación por Precios Altos".



Regalías Como % de las Ventas Realizadas de Petróleo y Gas por boe Promedio WTI $/bbl

Gasto de Producción

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gasto de producción (en miles)	**$ 90.766**	$ 49.492	**$ 148.082**	$ 106.350
Por unidad ($/boe)(1)	**17,69**	12,70	**16,20**	13,56

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Los gastos de producción para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fueron de $17,69/boe y $16,20/boe, en comparación con los $12,70/boe y $13,56/boe para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025. Los gastos de producción para el primer trimestre de 2026 fueron de $14,29/boe.

La siguiente tabla proporciona una conciliación de la variación en los gastos de producción por boe según sus componentes principales:

	2T 2026 vs 1T 2026	**2T 2026 vs 2T 2025**	**YTD 2026 vs YTD 2025**
Gastos de producción por boe del periodo comparativo(1)	**$ 14,29**	**$ 12,70**	**$ 13,56**
Generación de energía	**1,22**	**2,30**	**0,81**
Reparación de pozos y mantenimiento de instalaciones	**0,04**	**(1,13)**	**(0,35)**
Apreciación del peso colombiano ("COP")	**0,23**	**1,38**	**1,50**
Absorción de costos fijos	**2,30**	**2,12**	**0,32**
Otros costos variables	**(0,39)**	**0,32**	**0,36**
Gastos de producción por boe del periodo actual(1)	**$ 17,69**	**$ 17,69**	**$ 16,20**

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Los gastos de producción por boe aumentaron durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con el mismo periodo en 2025, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,88/boe. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones.

Los gastos de producción por boe aumentaron durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con el mismo periodo en 2025, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera, que contribuyó aproximadamente con $1,18/boe. El aumento reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP. Estos factores fueron parcialmente compensados por la reducción en los trabajos de reacondicionamiento de pozos y los costos de mantenimiento de las instalaciones.

Los gastos de producción por boe aumentaron en el segundo trimestre de 2026 en comparación con el primer trimestre de 2026, incluyendo el impacto de la Transacción Frontera. El aumento trimestral reflejó principalmente mayores costos operativos de campo impulsados por combustible debido a los precios más altos del petróleo crudo, mayores costos de energía eléctrica, mayor absorción de costos fijos y la apreciación del COP.

Las operaciones de campo en Colombia funcionan sustancialmente con energía eléctrica, aunque una parte también funciona con combustible. La red eléctrica de Colombia depende en gran medida de la energía hidroeléctrica, lo que expone a la Compañía a fluctuaciones en los precios de la energía debido a cambios en las precipitaciones y los niveles de los embalses de agua, así como a la oferta y demanda de electricidad. Los elevados costos de energía, influenciados en parte por los impactos climáticos relacionados con El Niño y las condiciones generales del mercado, están contribuyendo a expectativas de mayores costos operativos. Los costos de energía por combustible han aumentado de manera consistente con el incremento experimentado en los precios mundiales del petróleo.

La Compañía continúa monitoreando las condiciones del mercado que pueden influir en los costos operativos y los precios realizados. Asumiendo que las condiciones actuales persistan, la Compañía espera que los gastos de producción tiendan hacia el extremo superior del rango de guía de $16-20/boe para el segundo semestre de 2026, después de contabilizar la Transacción Frontera y la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena.

Gasto de Producción



Gasto de Producción Gastos de Producción ($/boe)

Gastos de transporte

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gastos de transporte (en miles)	**$ 34.019**	$ 17.421	**$ 54.276**	$ 34.239
Por unidad ($/boe)(1)	**6,63**	4,47	**5,94**	4,36

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

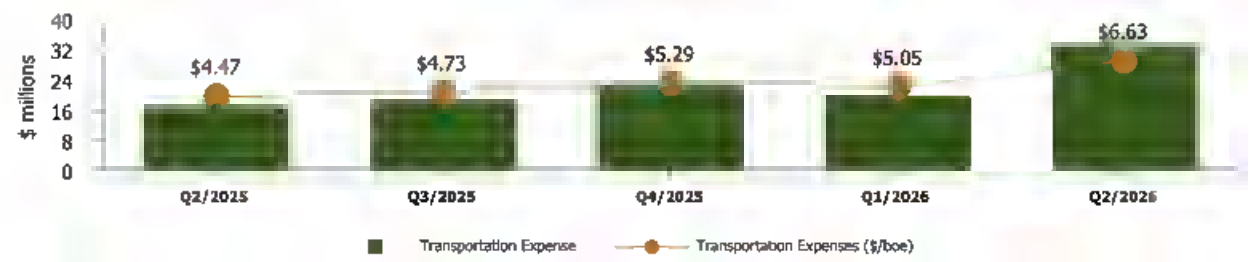
Los gastos de transporte incluyen los costos de transporte por camión incurridos para trasladar la producción a varias estaciones de descarga para su venta y, en algunos casos, una tarifa de transporte de petróleo desde el punto de entrega hasta las instalaciones del comprador y tarifas de oleoductos.

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, el costo de transporte por boe fue de $6,63/boe y $5,94/boe, en comparación con los $4,47/boe y $4,36/boe para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025. Los gastos de transporte aumentaron debido a un incremento en los volúmenes de petróleo transportados por camión, mayores volúmenes de gas transportados provenientes de una mayor producción de gas en el bloque VIM-1, y la apreciación del COP. Los mayores volúmenes de petróleo transportados por camión están asociados con la producción añadida tras el cierre de la Transacción Frontera el 1 de junio de 2026, la producción adicional de Azogue en el bloque LLA-32 y la nueva producción de los bloques LLA-74 y LLA-111. Los gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo.

La Compañía espera que la guía de gastos de transporte sea de aproximadamente $7.50/bbl para el segundo semestre de 2026, después de contabilizar la Transacción Frontera y la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena.

El gasto de transporte combinado y el diferencial de precio respecto al Brent, por boe, ha aumentado con respecto al segundo trimestre de 2025 y ha disminuido con respecto al primer trimestre de 2026. Véase "Precios de Referencia y Realizados del Petróleo Crudo".

Gastos de transporte



Gastos de Transporte Gastos de Transporte ($/boe)

Gastos Generales y Administrativos ("G&A")

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
G&A brutos	**$ 27.512**	$ 20.137	**$ 54.742**	$ 41.723
Recuperaciones de G&A	**(1.693)**	(1.140)	**(4.113)**	(2.476)
G&A capitalizados	**(2.407)**	(2.313)	**(4.790)**	(4.792)
Total G&A netos	**$ 23.412**	$ 16.684	**$ 45.839**	$ 34.455
Por unidad ($/boe) (1)	**4,75**	4,31	**5,12**	4,42

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

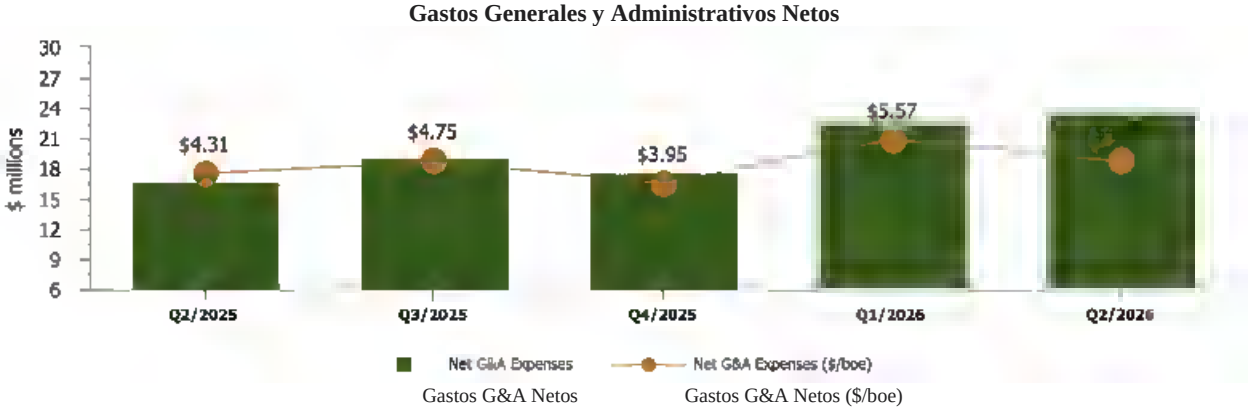
Los G&A netos fueron de $23,4 millones y $45,8 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, en comparación con los $16,7 millones y $34,5 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025. Los G&A brutos fueron de $27,5 millones y $54,7 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 (tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025: $20,1 millones y $41,7 millones). Los G&A brutos y netos han aumentado en comparación con 2025 como resultado de costos de indemnización únicos de $2,3 millones, mayores niveles de personal en comparación con los periodos anteriores, tanto antes como después de la adquisición de Frontera, y la apreciación del dólar canadiense ("Cdn") y el COP.

Sobre una base por boe, los G&A netos para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 aumentaron un 16% a $5,12 desde $4,42 en el periodo comparativo de 2025 como resultado de los aumentos señalados anteriormente.

La Compañía espera que la guía de gastos G&A sea de aproximadamente $5,00/bbl para el segundo semestre de 2026, después de contabilizar la Transacción de Frontera y la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena.

Los gastos G&A de la Compañía están denominados en las monedas locales COP y Cdn, las cuales, a medida que se aprecian/deprecian, tienen un impacto en los gastos de G&A. Consulte el "Análisis de Sensibilidad a la Tasa de Cambio" para obtener más información.

Gastos Generales y Administrativos Netos



Gastos G&A Netos Gastos G&A Netos ($/boe)

Compensación basada en acciones

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025

Gastos por compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital	**$ 265**	$ 182	**$ 439**	$ 362
Gasto (recuperación) por compensación basada en acciones y liquidada en efectivo	**(606)**	6.294	**17.887**	8.206
Total gasto (recuperación) de compensación basada en acciones	**$ (341)**	$ 6.476	**$ 18.326**	$ 8.568

La compensación basada en acciones fue una recuperación de $0,3 millones y un gasto de $18,3 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, en comparación con un gasto de $6,5 millones y $8,6 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025.

El gasto de compensación basada en acciones liquidada con instrumentos de patrimonio fue de $0,3 millones y $0,4 millones para los tres y seis meses terminados en 2026, en comparación con los $0,2 millones y $0,4 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025. La compensación basada en acciones y liquidada con instrumentos de capital incluye el plan de opciones sobre acciones de la Compañía.

La compensación basada en acciones y liquidada en efectivo se relaciona con los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía e incluye unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño liquidadas en efectivo o en acciones ("CosRSU" y "CosPSU"), unidades de acciones restringidas y unidades de acciones de desempeño de larga duración ("LDRSU" y "LDPSU"), unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo ("CRSU") y unidades de acciones diferidas ("DSU"). La compensación basada en acciones y liquidada en efectivo para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue una recuperación de $0,6 millones y un gasto de $17,9 millones, en comparación con un gasto de $6,3 millones y $8,2 millones para el mismo periodo en 2025. El aumento en el gasto para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 es principalmente atribuible a unidades adicionales emitidas y al aumento en el precio de la acción. El precio de la acción de Parex aumentó un 16% durante el primer semestre de 2026. El menor gasto para los seis meses terminados el 30 de junio de 2025 es principalmente atribuible a la disminución del 5% en el precio de la acción de Parex durante el periodo, parcialmente compensado por unidades adicionales emitidas.

Las obligaciones de pago en efectivo bajo los planes de incentivos liquidados en efectivo de la Compañía se acumulan como un gasto durante el periodo de consolidación basado en el valor razonable de las unidades, tal como se describe en la nota 17 - Planes de Incentivos Liquidados en Efectivo de los estados financieros consolidados intermedios para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026. Al 30 de junio de 2026, el pasivo total acumulado por planes de incentivos liquidados en efectivo fue de $27,1 millones (31 de diciembre de 2025 - $37,6 millones).

Los pagos en efectivo para liquidar la compensación basada en acciones y liquidada en efectivo en los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fueron de $3,4 millones y $29,6 millones, en comparación con los $0,5 millones y $11,2 millones para los mismos periodos en 2025. El aumento en los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con el periodo comparativo de 2025 está relacionado principalmente con el aumento en el precio de la acción de Parex al momento de la liquidación y un aumento en el número de unidades liquidadas.

Gasto de Agotamiento, Depreciación y Amortización ("DD&A")

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Gasto de DD&A (en miles)	**$ 62.382**	$ 47.949	**$ 113.671**	$ 98.368
Por unidad ($/boe)(1)	**12,67**	12,39	**12,70**	12,61

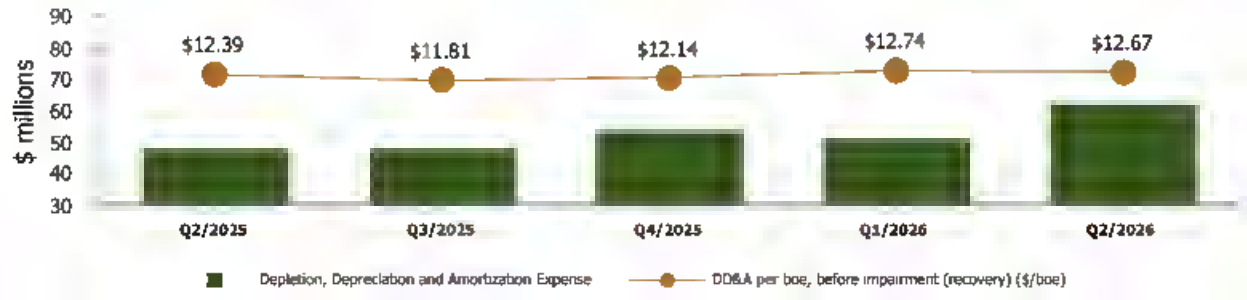
(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El DD&A del segundo trimestre de 2026 fue de $62,4 millones ($12,67/boe) en comparación con los $47,9 millones ($12,39/boe) para el mismo periodo en 2025.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, se incluyeron costos de desarrollo futuro de $836,0 millones (seis meses terminados el 30 de junio de 2025: $378,0 millones) en el cálculo del agotamiento.

El DD&A del segundo trimestre de 2026 de $12,67/boe aumentó con respecto al periodo comparativo de 2025 de $12,39/boe y disminuyó ligeramente con respecto al primer trimestre de 2026 de $12,74/boe debido al aumento en la base agotable como resultado del cierre de la Transacción Frontera, la transferencia de los costos del Bloque LLA-111 desde E&E y una mayor producción.

DD&A



Gastos de Agotamiento, Depreciación y Amortización DD&A por boe, antes de deterioro (recuperación) ($/boe)

Moneda Extranjera

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Pérdida cambiaria	**$ 1.128**	$ 3.320	**$ 3.403**	$ 1.736
Ganancia en contratos de gestión de riesgo cambiario	**(5.696)**	(5.357)	**(5.884)**	(5.357)
Total ganancia cambiaria	**$ (4.568)**	$ (2.037)	**$ (2.481)**	$ (3.621)
Tasas de cambio promedio				
USD$/Cdn$	**1,37**	1,38	**1,38**	1,41
USD$/COP	**3.612**	4.199	**3.656**	4.196

La principal exposición de la Compañía al riesgo cambiario se relaciona con la fijación de precios de las divisas denominadas en dólares canadienses (Cdn) y pesos colombianos (COP), ya que la moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense ("USD"). La Compañía tiene exposición en Colombia y Canadá en costos, tales como gastos de producción, gastos de transporte, gastos generales y administrativos (G&A), e impuestos sobre la renta, los cuales pueden estar denominados en monedas locales. Los principales factores determinantes de las ganancias y pérdidas cambiarias registradas en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales son el impuesto sobre la renta por pagar, las retenciones de impuestos por cobrar, las cuentas por pagar y las cuentas por cobrar, todos ellos denominados en COP. El momento de la liquidación de pagos, los devengos y sus ajustes tienen impactos en las ganancias/pérdidas cambiarias.

Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía reconoció ganancias cambiarias netas totales, incluido el impacto de la cobertura, de $4,6 millones y $2,5 millones, respectivamente, en comparación con ganancias cambiarias netas de $2,0 millones y $3,6 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2025.

Las ganancias y pérdidas cambiarias no realizadas pueden revertirse en el futuro como resultado de las fluctuaciones en las tasas de cambio y se registran en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales de la Compañía.

La Compañía revisa su exposición a las variaciones de moneda extranjera de forma continua y mantiene depósitos en efectivo denominados principalmente en USD y COP en instituciones financieras en Canadá, Suiza y Colombia.

Análisis de Sensibilidad a la Tasa de Cambio

		Impacto en $/boe del cambio en la tasa de cambio de moneda local/$USD	
Componente de costo	Porcentaje estimado del costo denominado en moneda local	Apreciación del 10% de la moneda local	Depreciación del 10% de la moneda local
Gasto de producción	90%	$ 1,59	$ (1,59)
Gastos de transporte	50%	$ 0,33	$ (0,33)
Gastos G&A	100%	$ 0,48	$ (0,48)

La tabla anterior muestra el impacto estimado por boe de un cambio en las monedas locales de Parex y el efecto en los componentes clave de costos de Parex. El impacto del componente en términos de $/boe utiliza los costos por boe del segundo trimestre de 2026. Este análisis ignora todos los demás factores que afectan la estructura de costos, incluyendo, entre otros, eficiencias, estrategias de reducción de costos e inflación de costos.

Al 30 de junio de 2026, con otras variables sin cambios, el impacto en los instrumentos financieros de la Compañía de un fortalecimiento (debilitamiento) del 10% del Cdn y el COP frente al USD habría disminuido (aumentado) la ganancia neta en aproximadamente $19,9 millones.

Otros gastos

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Otros impuestos colombianos	**$ 622**	$ 2.545	**$ 2.203**	$ 3.326
Crédito fiscal colombiano adquirido	**—**	8.097	**—**	8.097
Impuesto al patrimonio	**(712)**	—	**6.288**	—
Provisiones legales	**1.343**	—	**1.519**	—
(Ganancia) pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento	**(1.205)**	357	**(1.221)**	545
Pérdida por enajenación de activos tangibles	**4.232**	17	**4.371**	35
Costos de restauración del sitio	**4.234**	—	**10.803**	—
Otros	**456**	1.437	**2.364**	1.597
Total otros gastos	**$ 8.970**	$ 12.453	**$ 26.327**	$ 13.600

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Otros gastos no monetarios	**$ 4.955**	$ 374	**$ 5.254**	$ 580
Otros gastos monetarios	**4.015**	12.079	**21.073**	13.020
Total otros gastos	**$ 8.970**	$ 12.453	**$ 26.327**	$ 13.600

Otros gastos se componen principalmente de otros impuestos colombianos, incluyendo el recargo del 1% sobre la venta o exportación de petróleo crudo vigente para 2025, el impuesto al patrimonio, las provisiones legales, el crédito fiscal colombiano adquirido para reducir el gasto por impuesto a las ganancias en 2025, (ganancia) pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento, pérdida en la disposición de activos tangibles, costos de restauración del sitio y otras partidas. Los componentes no monetarios de otros gastos incluyen las provisiones legales, (ganancia) pérdida en la liquidación de pasivos por desmantelamiento y pérdida en la liquidación de activos tangibles.

El 24 de febrero de 2026, mediante el Decreto Ejecutivo 0173, el Gobierno colombiano creó un nuevo impuesto al patrimonio aplicable para el año fiscal 2026. El impuesto se aplica a las personas jurídicas y sociedades de hecho que son declarantes del impuesto sobre la renta en Colombia. El impuesto se liquida y se hace exigible sobre el patrimonio al 1 de marzo de 2026 igual o superior a 200,000 unidades de valor tributario (UVT) (aproximadamente COP$10.500 millones o US$2,7 millones) a tasas del 0,5% al 1,6%. Este Decreto Ejecutivo será impugnado ante la Corte Constitucional y puede o no ser anulado por la Corte. El impuesto al patrimonio a pagar fue liquidado al 30 de junio de 2026.

Se han reconocido provisiones legales con respecto a multas y sanciones estimadas que surgen principalmente de disputas regulatorias ambientales. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la legislación pertinente y la probabilidad de los resultados de la ejecución. Se espera que el momento de las salidas de efectivo sea dentro de 10 años. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

Se ha reconocido una provisión por los costos estimados requeridos para la restauración del sitio de acuerdo con las regulaciones aplicables y las obligaciones contractuales. La gerencia espera que una parte de estos costos de restauración sea recuperada a través de acuerdos de seguro. Las recuperaciones de seguros se reconocen solo cuando la recuperación es prácticamente segura.

Gastos Financieros Netos

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Cargos bancarios y comisiones por facilidades de crédito	**$ 1.008**	$ 1.402	**$ 2.226**	$ 2.191
Intereses sobre deuda bancaria	**3.052**	465	**4.826**	1.234
Intereses sobre bonos senior no garantizados	**7.853**	—	**7.853**	—
Amortización de gastos de financiación diferidos	**333**	—	**333**	—
Actualización de pasivos por desmantelamiento y ambientales	**3.624**	3.316	**6.268**	6.538

Intereses y otros ingresos	**(2.740)**	(612)	**(6.144)**	(1.909)
Gastos por intereses de pasivos por arrendamiento	**268**	46	**447**	93
Provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas	**139**	(50)	**613**	(149)
Otros	**942**	295	**1.418**	623
Gastos financieros netos	**$ 14.479**	$ 4.862	**$ 17.840**	$ 8.621

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Gastos financieros no monetarios	**$ 3.764**	$ 3.262	**$ 6.882**	$ 6.386
Gastos financieros monetarios	**10.715**	1.600	**10.958**	2.235
Gastos financieros netos	**$ 14.479**	$ 4.862	**$ 17.840**	$ 8.621

Los cargos bancarios y las comisiones de la facilidad de crédito se relacionan con los impuestos bancarios pagados en Colombia y las comisiones de disponibilidad relacionadas con la facilidad de crédito de la Compañía. Los componentes no monetarios de los gastos financieros netos incluyen la actualización de pasivos ambientales y de desmantelamiento, y la provisión (recuperación) por pérdidas crediticias esperadas.

Gestión de Riesgos

La gestión de la variabilidad del flujo de efectivo es un componente integral de la estrategia comercial de Parex. Las condiciones comerciales cambiantes se monitorean regularmente y, cuando son materiales, se revisan con la junta directiva ("la Junta" o "Junta Directiva") para establecer pautas de gestión de riesgos que utilizará la gerencia. La exposición al riesgo inherente a los movimientos en el precio del petróleo crudo, las fluctuaciones en la tasa de cambio USD/COP y los movimientos de las tasas de interés son revisados proactivamente por Parex y, según se considere apropiado, pueden gestionarse mediante el uso de derivados, principalmente con instituciones financieras que son miembros de la facilidad de crédito bancaria sindicada de Parex. La Compañía considera que estos contratos de derivados son un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de efectivo.

Parex ha optado por no aplicar las reglas de "contabilidad de cobertura" prescritas por las NIIF y, en consecuencia, de conformidad con las NIIF, el valor razonable de los contratos financieros se registra al cierre de cada periodo. El valor razonable puede cambiar sustancialmente de un periodo a otro dependiendo de los precios de la curva a plazo de las materias primas y de divisas para los contratos financieros pendientes a la fecha del balance general. El cambio en el valor razonable de un cierre de periodo a otro se refleja en las ganancias de ese periodo. Como resultado, las ganancias pueden fluctuar considerablemente según los precios de la curva a plazo de las materias primas y de divisas al cierre del periodo, con respecto a cualquier contrato de derivados de materias primas o de divisas pendiente.

a) Contratos de Gestión de Riesgos – Petróleo Brent

Al 30 de junio de 2026, la Compañía no tenía contratos de gestión de riesgo de petróleo crudo vigentes. Actualmente, la Compañía no cuenta con cobertura para el resto de 2026, por lo que está totalmente expuesta a los cambios en los precios de las materias primas.

La siguiente tabla resume la pérdida (ganancia) en los contratos de gestión de riesgo de materias primas que estaban vigentes durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y 2025:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
	2026	2025	**2026**	2025
Pérdida (ganancia) realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**$ 30.711**	$ (3.337)	**$ 32.947**	$ (3.337)
Primas pagadas en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**—**	2.169	**—**	3.530
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**(30.635)**	(362)	**(1.050)**	(1.160)
Pérdida (ganancia) total	**$ 76**	$ (1.530)	**$ 31.897**	$ (967)

b) Contratos de Gestión de Riesgo – Riesgo Cambiario

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario ya que varias porciones de sus saldos de efectivo se mantienen en COP y Cdn para financiar los costos continuos denominados en esas monedas, mientras que sus gastos de capital comprometidos están denominados principalmente en USD.

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía vigentes los siguientes contratos de gestión de riesgo cambiario:

Periodo Cubierto	**Referencia**	**Tipo de Opción de Moneda**	**Monto USD**	**Precio de ejercicio (COP)**	**Compensación máxima**
Del 16 de marzo de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar con compensación limitada	$81.000.000	3.700-4.200	800
Del 19 de junio de 2026 al 15 de diciembre de 2026	COP	Collar sin costo	$90.000.000	3.400-3.663	N/A

La siguiente tabla resume la ganancia en los contratos de gestión de riesgo cambiario que estuvieron vigentes durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y 2025, la cual se registra en la partida de los estados financieros "Ganancia cambiaria" en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Ganancia realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**$ (1.670)**	$ (1.225)	**$ (1.777)**	$ (1.225)
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo cambiario	**(4.026)**	(4.132)	**(4.107)**	(4.132)
Total	**$ (5.696)**	$ (5.357)	**$ (5.884)**	$ (5.357)

Valores negociables

	30 de junio de 2026	31 de diciembre de 2025
Valores negociables	**$ 55.375**	$ 45.090

En 2025, la Compañía adquirió 6.084.986 acciones ordinarias de GeoPark Ltd (NYSE: GPRK) (las "Acciones de GeoPark") por una contraprestación total de $40,5 millones ($6,65 por acción). El valor razonable de estas acciones al 30 de junio de 2026 era de $55,4 millones, lo que resultó en una ganancia no realizada de $10,3 millones, la cual se registra en el estado consolidado de resultados netos y resultados integrales.

Parex está expuesta al riesgo de mercado asociado con sus valores negociables, incluidas las Acciones de GeoPark, impulsado principalmente por cambios en el precio de mercado y la liquidez de los valores. El precio de mercado de las Acciones de GeoPark puede ser volátil y podría verse afectado negativamente por las condiciones generales del mercado, el desempeño y las divulgaciones de la entidad participada, los precios de las materias primas de petróleo y gas, las tasas de interés y de cambio de divisas, los desarrollos geopolíticos en las áreas de operación de la entidad participada y otros factores fuera del control de la Compañía.

Impuesto sobre la Renta

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Gasto por impuesto corriente	**$ 16.889**	$ 9.245	**$ 17.960**	$ 21.132
Gasto (recuperación) por impuesto diferido	**(59.465)**	378	**(41.302)**	(8.431)
Gasto (recuperación) por impuestos	**$ (42.576)**	$ 9.623	**$ (23.342)**	$ 12.701
Tasa impositiva corriente efectiva sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos(1)	**11%**	8%	**7%**	9%

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

El gasto por impuesto corriente para los tres meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de $16,9 millones en comparación con los $9,2 millones en los tres meses terminados el 30 de junio de 2025.

La disminución en el gasto por impuesto corriente para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 en comparación con el periodo comparativo de 2025 es el resultado de la disponibilidad continua de beneficios fiscales (tax pools) en Colombia.

La recuperación por impuesto diferido para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 fue de $59,5 millones y $41,3 millones, en comparación con un gasto de $0,4 millones en los tres meses terminados el 30 de junio de 2025 y una recuperación de $8,4 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2025.

El aumento en la recuperación por impuesto diferido para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 se debió principalmente a valores fiscales más altos que los valores en libros para propiedad, planta y equipo (PPE) y a las pérdidas fiscales compensables asociadas con la Transacción Frontera. La apreciación del COP también contribuyó al aumento en la recuperación por impuesto diferido.

Guía de Impuestos Corrientes de 2026

La Compañía espera que la tasa impositiva corriente efectiva sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos sea de aproximadamente 12-15% para el segundo semestre de 2026, después de contabilizar la Transacción Frontera y la adición de nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena.

La siguiente tabla refleja la tasa impositiva corriente efectiva esperada de la Compañía sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos en 2026 después de contabilizar la Transacción Frontera y la adición de los nuevos activos de producción en la Cuenca del Magdalena:

Supuesto de precio del Brent	**$60/bbl**	**$70/bbl**	**$80/bbl**	**$90/bbl**	**$100/bbl**
Tasa impositiva corriente efectiva sobre el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos(1)	1-3%	5-8%	8-12%	12-15%	15-18%

(1) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Gastos de capital

Para los tres meses terminados el 30 de junio de	Colombia		Canadá		Total	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 4.408**	$ 616	**$ —**	$ —	**$ 4.408**	$ 616
Geológico y geofísico	**835**	8.699	**—**	—	**835**	8.699
Perforación y terminación	**111.687**	68.754	**—**	—	**111.687**	68.754
Equipos e instalaciones de pozos	**15.015**	10.492	**—**	—	**15.015**	10.492
Otros	**1.528**	—	**220**	129	**1.748**	129
Total gastos de capital(1)	**$ 133.473**	$ 88.561	**$ 220**	$ 129	**$ 133.693**	$ 88.690

Para los seis meses terminados el 30 de junio de	Colombia		Canadá		Total	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Adquisición de propiedades no probadas	**$ 4.408**	$ 1.226	**$ —**	$ —	**$ 4.408**	$ 1.226
Geológico y geofísico	**835**	8.965	**—**	—	**835**	8.965
Perforación y terminación	**194.892**	122.109	**—**	—	**194.892**	122.109
Equipos e instalaciones de pozos	**22.654**	13.220	**—**	—	**22.654**	13.220
Otros	**1.536**	—	**411**	224	**1.947**	224
Total gastos de capital(1)	**$ 224.325**	$ 145.520	**$ 411**	$ 224	**$ 224.736**	$ 145.744

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

A continuación se presenta información adicional relacionada con los gastos de capital en los periodos por área operativa clave:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Cuenca de los Llanos	**$ 77.130**	$ 68.413	**$ 122.697**	$ 112.199
Cuenca del Putumayo	**16.910**	2.389	**48.139**	2.389
Bloque LLA-34	**19.924**	$ 15.908	**30.117**	28.343
Cuenca del Magdalena	**18.491**	1.851	**22.346**	2.589
Canadá y Colombia - Corporativo	**1.238**	129	**1.437**	224
Total gastos de capital(1)	**$ 133.693**	$ 88.690	**$ 224.736**	$ 145.744

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, la Compañía incurrió en gastos de capital de $224,7 millones, de los cuales el 97% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital de $145,7 millones, de los cuales el 93% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia.

Durante el segundo trimestre de 2026, la Compañía incurrió en gastos de capital de $133,7 millones, de los cuales el 95% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia. Durante el segundo trimestre de 2025, la Compañía incurrió en gastos de capital de $88,7 millones, de los cuales el 89% se destinó a perforación, terminación, equipos de pozos e instalaciones en Colombia.

Durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, los gastos de capital de la Compañía de $224,7 millones fueron autofinanciados con el flujo de fondos generado por las operaciones de $245,8 millones.

Combinación de Negocios

Transacción Frontera

El 1 de junio de 2026, la Compañía cerró su adquisición previamente anunciada de todos los activos de exploración y producción colombianos de Frontera Energy Corporation, en virtud de la cual la Compañía, a través de una subsidiaria de propiedad absoluta, adquirió el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Frontera Petroleum International Holdings B.V., que posee todos los activos de exploración y producción de Frontera en Colombia, por una contraprestación en efectivo de $500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de $25 millones (la "Transacción Frontera"). La Transacción Frontera se financió con los ingresos de la emisión de bonos senior no garantizados de la Compañía; consulte la Nota 14 - Deuda para obtener más detalles.

La contraprestación contingente es pagadera a Frontera si, dentro de los 12 meses siguientes al cierre de la Transacción Frontera, la Compañía obtiene una modificación contractual u otro acuerdo vinculante que extienda el plazo del Contrato de Asociación Quifa. En la fecha de adquisición, la contraprestación contingente se reconoció a su valor razonable estimado de $12,5 millones, lo que refleja la evaluación ponderada por probabilidad de la gerencia de que se cumpla la condición de pago. Dado que cualquier pago, si se activa, se espera dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de adquisición, el efecto del descuento no fue material.

La medición del valor razonable de la contraprestación contingente se clasifica dentro del Nivel 3 de la jerarquía del valor razonable porque utiliza datos de entrada significativos no observables, principalmente la probabilidad de obtener la extensión contractual requerida. La contraprestación contingente se volvió a medir al 30 de junio de 2026, sin que se reconociera ningún cambio en su valor razonable durante el periodo.

La NIIF 3 requiere que los montos a registrar para los activos y pasivos subyacentes adquiridos se determinen en la fecha de cierre (la "fecha de adquisición"), mientras que la contraprestación por el negocio se negoció anteriormente y fue votada por los accionistas de Frontera el 30 de abril de 2026. Además, los activos por impuestos diferidos se registran a montos no descontados basados en las diferencias temporales existentes en la fecha de adquisición y, por lo tanto, no se registran a valor razonable bajo las NIIF. La base fiscal de los activos subyacentes adquiridos está en pesos colombianos, lo cual difiere de la moneda funcional de la compañía y, debido a la volatilidad de las monedas, esto también aumentó significativamente el valor equivalente en dólares estadounidenses de las bases fiscales en la fecha de adquisición en relación con el momento en que se negoció la compra. Como resultado, la Compañía ha estimado que los activos por impuestos diferidos contribuyeron al reconocimiento de una ganancia por compra en condiciones ventajosas que se aproxima a los activos por impuestos diferidos reconocidos.

Los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales incluyen los resultados de las operaciones de la Transacción Frontera desde la fecha de cierre del 1 de junio de 2026. La Compañía incurrió en costos de transacción en relación con la Transacción Frontera de $28,4 millones y $29,0 millones para los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026, respectivamente, los cuales se contabilizan como gastos a medida que se incurren y se presentan en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales.

Los montos a continuación son estimaciones realizadas por la gerencia al momento de la preparación de estos estados financieros consolidados intermedios condensados basados en la información disponible en ese momento. Se pueden realizar modificaciones a estos montos a medida que los valores sujetos a estimación se finalicen por un periodo de hasta un año. La información pro forma divulgada a continuación se presenta solo con fines informativos y no es necesariamente indicativa de los resultados que se habrían logrado si la Transacción Frontera hubiera ocurrido el 1 de enero de 2026, ni es indicativa de resultados futuros.

Los supuestos clave utilizados en la combinación de negocios para calcular la asignación del precio de compra incluyen estimaciones de reservas probadas más probables adquiridas que se basan en pronósticos de producción, precios futuros de las materias primas, costos futuros de desarrollo y costos futuros de producción.

Como resultado de la adquisición, la Compañía reconoció una ganancia por compra en condiciones ventajosas de $302,5 millones, que representa el exceso del valor razonable de los activos netos identificables adquiridos sobre la contraprestación transferida. La ganancia por compra en condiciones ventajosas se reconoció en los estados consolidados de resultados netos y resultados integrales.

Antes de reconocer la ganancia por compra en condiciones ventajosas, la Compañía evaluó la integridad y precisión de los activos adquiridos, los pasivos asumidos y la contraprestación transferida, incluidas las metodologías de valoración y los supuestos clave aplicados para determinar los valores razonables en la fecha de adquisición, de acuerdo con la NIIF 3.

Activos adquiridos y pasivos asumidos

Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	$ 165.859
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	10.657
Cuentas por cobrar	84.094
Pagos anticipados y otros activos corrientes	11.181
Inventario a corto plazo	67.569
Impuesto sobre la renta corriente por cobrar	61.927
Activos de exploración y evaluación	11.089
Propiedad, planta y equipo	986.557
Activo por derecho de uso	16.003
Otros activos a largo plazo	18.198
Activo por impuesto diferido	302.483
Pasivos	
Cuentas por pagar y pasivos acumulados	(344.031)
Instrumentos financieros derivados	(1.282)
Deuda a largo plazo - bonos no garantizados	(307.311)
Anticipos de clientes	(80.300)
Pasivos por arrendamiento	(16.003)
Pasivos por desmantelamiento y ambientales	(179.999)
Otros pasivos a largo plazo	(8.013)
Activos netos adquiridos	**$ 798.678**
Contraprestación transferida	(496.195)
Ganancia por compra en condiciones ventajosas	**$ 302.483**
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra base	$ 500.000
Ajustes al precio de compra	(16.305)
Contraprestación en efectivo pagada al cierre	483.695
Valor razonable de la contraprestación contingente	12.500
Total contraprestación	$ 496.195
Efectivo pagado	$ 483.695
Menos: Efectivo y equivalentes de efectivo adquiridos	(176.516)
Salida neta de efectivo por adquisición	$ 307.179

Los resultados pro forma para el periodo de seis meses finalizado el 30 de junio de 2026 se muestran a continuación, como si la Transacción Frontera hubiera ocurrido el 1 de enero de 2025. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 1.205.557
Ingresos netos menos costos directos	$ 569.531

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados netos y resultados integrales para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 incluye $129,5 millones en ventas de petróleo y gas natural atribuibles a los activos adquiridos desde la Transacción Frontera. Los ingresos menos los costos directos para los seis meses terminados el 30 de junio de 2026 atribuibles a los activos adquiridos desde la Transacción Frontera son de $39,7 millones.

Adquisición de propiedades

El 14 de marzo de 2025, Parex, a través de una subsidiaria extranjera, adquirió una participación operativa adicional del 25% en el campo Azogue en el bloque LLA-32 y una participación operativa del 12,5% en el resto del bloque LLA-32 (la "Adquisición LLA-

32"), lo que resultó en una participación operativa del 100% en el bloque para la Compañía. La Compañía pagó una contraprestación neta total de $16,0 millones.

El estado consolidado de resultados netos y resultados integrales incluye los resultados de las operaciones de la Adquisición LLA-32 desde la fecha de cierre del 14 de marzo de 2025. No hubo costos de transacción asociados con la Adquisición LLA-32.

Esta transacción se ha contabilizado utilizando el método de adquisición, mediante el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registran a valores razonables. Como se determinó que el valor razonable de los activos identificables era igual al precio de compra, no se generó goodwill en la transacción. La siguiente tabla resume los activos reconocibles adquiridos y la contraprestación pagada conforme a la adquisición:

Activos adquiridos y pasivos asumidos

Propiedad, planta y equipo	$ 16.788
Pasivos por desmantelamiento	(820)
	$ 15.968
Contraprestación por la adquisición	
Precio de compra	$ 19.000
Ajustes al precio de compra	(3.032)
Contraprestación neta	$ 15.968
Efectivo pagado	$ 14.970
Ajustes del capital de trabajo	998
Total contraprestación pagada	**$ 15.968**

No se incluyó capital de trabajo en los activos adquiridos.

Los resultados pro forma para el periodo terminado el 31 de marzo de 2025 se muestran a continuación, como si la Adquisición LLA-32 hubiera ocurrido el 1 de enero de 2025. Los resultados pro forma no son indicativos de los resultados reales o del desempeño futuro.

Ventas de petróleo y gas natural	$ 508.468
Ingresos netos menos costos directos o netback operativo	$ 299.815

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

La ganancia neta pro forma y la ganancia neta pro forma por acción, básica y diluida, se consideran impracticables de calcular y, por lo tanto, no se incluyen. El estado consolidado de resultados netos y resultados integrales para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2025 incluye $11,3 millones en ventas de petróleo atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32. Los ingresos menos los costos directos para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2025 atribuibles a los activos adquiridos desde la Adquisición LLA-32 son de $7,3 millones.

Inventario a largo plazo

La Compañía cuenta con un inventario de materiales y equipos de largo tiempo de entrega, tales como revestimientos para perforación, compresores de gas natural y otros equipos importantes. Debido a que, en ocasiones, existe una fuerte demanda de materiales y equipos utilizados en las operaciones de petróleo y gas, la Compañía asegura periódicamente materiales y equipos antes de sus próximos programas de capital. La Compañía tiene previsto utilizar este inventario de largo tiempo de entrega en los próximos años.

Costo

Saldo al 31 de diciembre de 2024	**$ 199.474**
Adiciones	10.441
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(25.045)
Transferencia a costos de producción	(1.787)
Venta de inventario	(1.187)
Deterioro	(6.470)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	**$ 175.426**
Adiciones	7.224
Transferencias a activos de E&E y PP&E	(14.558)
Venta de inventario	(726)
Saldo al 30 de junio de 2026	**$ 167.366**

La siguiente tabla representa los otros gastos de inventario a largo plazo para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2026 y 2025:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Adiciones	**$ 5.547**	$ 5.147	**$ 7.224**	$ 5.877
Transferencias a activos de D&P y E&E	**(6.607)**	(7.076)	**(14.558)**	(11.510)
Transferencia a costos de producción	**—**	(1.040)	**—**	(1.984)
Venta de inventario	**(183)**	(698)	**(726)**	(698)
Total gastos de inventario a largo plazo, neto de transferencias y ventas	**$ (1.243)**	$ (3.667)	**$ (8.060)**	$ (8.315)

Resumen de Resultados Trimestrales

Tres meses terminados (en miles) (excepto los montos por acción)	**30 de junio de 2026**	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025
Producción diaria promedio				
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	**14.515**	13.726	14.664	10.257
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	**37.130**	29.269	32.267	32.026
Líquidos de gas natural (boe/d)	**765**	254	171	268
Petróleo crudo (bbl/d)	**52.410**	43.249	47.102	42.551
Gas natural convencional (mcf/d)	**10.266**	8.916	9.024	8.412
Total (boe/d)	**54.121**	44.735	48.606	43.953
Precio de venta realizado - petróleo ($/bbl)(6)	**91,48**	67,70	56,70	62,32
Información Financiera (en miles, excepto montos por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	**$ 466.016**	$ 271.377	$ 248.713	$ 252.424
Flujo de fondos generado por las operaciones(5)	**$ 132.054**	$ 113.702	$ 122.922	$ 105.298
Por acción – básica(2)(4)	**1,37**	1,18	1,28	1,09
Por acción – diluida(2)(4)	**1,37**	1,18	1,28	1,09
Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones(5)	**$ 191.155**	$ 116.548	$ 122.115	$ 108.491
Por acción – básica(2)(4)	**1,99**	1,21	1,27	1,12
Por acción – diluida(2)(4)	**1,98**	1,21	1,27	1,12
Resultado neto	**$ 444.296**	$ 4.589	$ 74.865	$ 50.476
Por acción – básica(4)	**4,62**	0,05	0,78	0,52
Por acción – diluida(4)	**4,61**	0,05	0,78	0,52
Dividendos pagados	**$ 26.483**	$ 26.937	$ 26.853	$ 26.892
Por acción - Cdn$(4)(6)	**0,385**	0,385	0,385	0,385
Gastos de Capital(1)	**$ 133.693**	$ 91.043	$ 84.620	$ 79.961
Total activos (al final del periodo)	**$ 4.235.530**	$ 2.496.102	$ 2.341.092	$ 2.260.531
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	**96.180**	96.115	95.974	96.564
Deuda neta (efectivo neto)(5)	**$ 906.598**	$ 39.694	$ 4.973	$ 13.167
Excedente de capital de trabajo (al final del periodo)(3)(5)	**$ (83.222)**	$ 135.506	$ 28.027	$ (3.167)

Tres meses terminados (en miles) (excepto los montos por acción)	30 de junio de 2025	31 de marzo de 2025	31 de dic. de 2024	30 de sept. de 2024
Producción diaria promedio				
Petróleo Crudo Ligero y Petróleo Crudo Mediano (bbl/d)	10.182	10.276	9.290	8.774
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	31.047	32.207	34.882	37.777
Líquidos de gas natural (boe/d)	316	374	260	290
Petróleo crudo (bbl/d)	41.545	42.857	44.432	46.841
Gas natural convencional (mcf/d)	5.982	4.806	5.190	4.368
Total (boe/d)	42.542	43.658	45.297	47.569
Precio de venta realizado - petróleo ($/bbl)(6)	61,07	67,05	64,01	69,07
Información Financiera (en miles, excepto montos por acción)				
Ventas de petróleo y gas natural	$ 239.070	$ 265.635	$ 277.824	$ 302.033
Flujo de fondos generado por las operaciones(5)	$ 104.821	$ 121.944	$ 141.201	$ 151.773
Por acción – básica(2)(4)	1,08	1,24	1,43	1,50
Por acción – diluida(2)(4)	1,08	1,24	1,43	1,50
Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones(5)	$ 103.653	$ 123.305	$ 141.201	$ 151.773
Por acción – básica(2)(4)	1,06	1,26	1,43	1,50
Por acción – diluida(2)(4)	1,06	1,26	1,43	1,50
Ganancia (pérdida) neta	$ 49.113	$ 80.629	$ (69.051)	$ 65.793
Por acción – básica(4)	0,50	0,82	(0,70)	0,65
Por acción – diluida(4)	0,50	0,82	(0,70)	0,65
Dividendos pagados	$ 27.561	$ 26.365	$ 26.658	$ 28.467
Por acción - Cdn$(4)(6)	0,385	0,385	0,385	0,385
Gastos de Capital(1)	$ 88.690	$ 57.054	$ 82.110	$ 82.367
Total activos (al final del periodo)	$ 2.223.178	$ 2.197.955	$ 2.155.062	$ 2.290.683
Acciones en circulación (al final del periodo) (en miles)	97.184	97.814	98.339	100.031
Deuda neta (efectivo neto)(5)	(2.048)	(19.040)	603	(7.509)
Excedente de capital de trabajo (al final del periodo)(3)(5)	$ 20.048	$ 69.040	$ 59.397	$ 37.509

(1) Medida financiera no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(2) Ratio no GAAP. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(3) El capital de trabajo no incluye el monto no dispuesto disponible en la facilidad de crédito.
(4) Los montos por acción (con excepción de los dividendos) se basan en el promedio ponderado de acciones ordinarias. Los dividendos pagados por acción se basan en el número de acciones ordinarias en circulación en cada fecha de registro de dividendos.
(5) Medida de gestión del capital. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".
(6) Medida financiera complementaria. Consulte "Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras".

Factores que causaron variaciones trimestre a trimestre

Las tendencias en el resultado neto, las ventas de petróleo y gas natural y el flujo de fondos generado por las operaciones están asociadas principalmente a las fluctuaciones en las ventas de materias primas provenientes de la producción, las cuales reflejan cambios en los niveles de producción y en los precios de las materias primas, además de las fluctuaciones en la moneda extranjera (consulte la sección "Divisas"). La adquisición de los activos de exploración y producción de Frontera Energy Corporation, completada el 1 de junio de 2026, también impactó las tendencias trimestre a trimestre a través de la inclusión de la producción, los ingresos, los gastos operativos y otras partidas de los estados financieros de las operaciones adquiridas.

El resultado neto también se ve afectado por cambios en el deterioro no monetario de propiedades, planta y equipo, exploración y evaluación, y activos de inventario a largo plazo, así como por ajustes contables relacionados con adquisiciones, incluyendo los ajustes de valor razonable reconocidos como parte de la asignación del precio de compra. Los cambios en los impuestos sobre la renta, como se analiza en la sección "Impuesto sobre la renta", también afectan el resultado neto en lo que respecta a los impuestos corrientes y diferidos, mientras que el flujo de fondos generado por las operaciones se ve afectado por los impuestos sobre la renta corrientes.

Las tendencias del capital de trabajo están asociadas principalmente a las fluctuaciones en el flujo de fondos generado por las operaciones, los gastos de capital y los gastos de inventario a largo plazo de acuerdo con las actividades de la Compañía, así como con los plazos de liquidación de las cuentas por cobrar, las cuentas por pagar y los impuestos sobre la renta. Los cambios en el capital de trabajo trimestre a trimestre también reflejan el impacto de la Transacción Frontera, incluyendo la asunción de saldos de capital de trabajo adquiridos, saldos relacionados con deuda y otros pasivos reconocidos a valor razonable en la fecha de

adquisición. Las actividades de financiación, que incluyen la obtención o el pago de deuda bancaria, la emisión o el pago de deuda, y el costo asociado con la recompra de acciones y el pago de dividendos, también impactan las tendencias del capital de trabajo y la liquidez.

Consulte "Resultados Financieros y Operativos" para obtener análisis detallados sobre las variaciones durante los trimestres comparativos y los MD&A anuales e intermedios emitidos anteriormente por Parex para obtener más información sobre los cambios en trimestres anteriores.

Liquidez y Recursos de Capital

La Compañía mantiene su compromiso de ofrecer rendimientos a los accionistas, al tiempo que invierte en sus activos para proporcionar un rendimiento total al accionista. La Compañía depende principalmente del flujo de fondos generado por las operaciones y de su facilidad de crédito para satisfacer los requisitos de capital, los pagos de dividendos, las recompras de acciones y mantener la liquidez. Tras evaluar su liquidez actual, su posición de capital de trabajo, las necesidades proyectadas de capital de trabajo, los resultados operativos y las previsiones financieras, la Compañía anticipa que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, sus facilidades de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para respaldar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo. Si bien la Compañía considera que esta perspectiva es razonable, el efectivo y los equivalentes de efectivo disponibles están sujetos a variaciones y riesgos asociados con las operaciones ordinarias, y no puede garantizar que se cumplirá total o parcialmente su objetivo de liquidez, que se generarán suficientes fondos internos o que habrá financiación externa disponible si fuera necesario.

La Compañía puede ajustar su estructura de capital mediante la emisión de nuevas acciones o deuda y realizando ajustes a sus programas de gastos de capital, recompra de acciones y dividendos en la medida en que los gastos de capital no estén comprometidos. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el patrimonio neto, la facilidad de crédito, los bonos no garantizados y su capital de trabajo. Al 30 de junio de 2026, el patrimonio neto era de $2.351,7 millones (31 de diciembre de 2025 - $1.952,9 millones).

Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía un déficit de capital de trabajo de $83,2 millones(1) en comparación con un excedente de capital de trabajo de $28,0 millones(1) al 31 de diciembre de 2025. La disminución fue atribuible principalmente a la adquisición de Frontera y a la asunción relacionada de pasivos corrientes, compensada parcialmente por mayores saldos de efectivo no restringido.

Al 30 de junio de 2026, Parex mantenía $163,3 millones de efectivo no restringido en comparación con los $58,3 millones al 31 de diciembre de 2025. Los saldos de efectivo de la Compañía residen principalmente en cuentas corrientes con instituciones financieras autorizadas, la mayoría de las cuales se mantienen en cuentas en Canadá, Suiza y Colombia en USD.

La facilidad de crédito senior garantizada de Parex es con un sindicato de tres bancos canadienses y tiene una base de endeudamiento actual de $240,0 millones (31 de diciembre de 2025 - $240,0 millones). La facilidad de crédito tiene como objetivo proporcionar liquidez adicional y financiar las necesidades de efectivo o cartas de crédito a medida que surjan. Al 30 de junio de 2026, no hubo disposiciones de la facilidad de crédito (al 31 de diciembre de 2025 - se habían dispuesto $33,0 millones). La facilidad de crédito está garantizada por los activos de la Compañía en Colombia y tiene una fecha de vencimiento final del 31 de mayo de 2028. La próxima revisión anual está programada para mayo de 2027. Parex espera efectuar disposiciones de la facilidad de crédito en varios momentos para gestionar las diferencias temporales asociadas con el momento de los pagos a proveedores y los cobros de ventas de petróleo. Entre las cláusulas financieras clave se incluye una relación de deuda total financiada sobre EBITDA ajustado de cuatro trimestres móviles de 3,50:1, una relación de deuda garantizada senior sobre EBITDA ajustado de 3,00:1, y otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumple con todas las cláusulas financieras.

El 11 de mayo de 2026, junto con la Transacción Frontera, la Compañía completó una oferta de colocación privada de US$500,0 millones de bonos senior no garantizados con vencimiento en 2031 ("Bonos no Garantizados de 2031") para financiar la adquisición y para fines corporativos generales. Los bonos se fijaron a su valor nominal, devengan intereses a una tasa del 8,50% anual y vencen el 11 de mayo de 2031, a menos que sean redimidos o recomprados antes. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 11 de noviembre y el 11 de mayo de cada año, comenzando el 11 de noviembre de 2026. El valor en libros de los Bonos no Garantizados de 2031 al 30 de junio de 2026 fue de $485,0 millones en comparación con el valor razonable de $508,0 millones (datos de entrada de Nivel 2). Los ingresos brutos de la emisión fueron de $500,0 millones, con un valor en libros inicial de $484,6 millones después de deducir los gastos iniciales de la oferta pagaderos por la Compañía de $15,4 millones. Entre las cláusulas financieras clave se incluye un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2,25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de 3,50:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras clave al 30 de junio de 2026.

Como parte de la Transacción de Frontera, la Compañía asumió todas las obligaciones de Frontera derivadas del monto de capital agregado de $310,0 millones de sus bonos senior no garantizados al 7,875%, con vencimiento en 2028 ("Bonos no Garantizados

de 2028"), emitidos el 21 de junio de 2021. Los intereses son pagaderos a semestre vencido el 21 de junio y el 21 de diciembre de cada año, comenzando el 21 de diciembre de 2021. Los Bonos no Garantizados de 2028 vencerán el 21 de junio de 2028, a menos que sean redimidos o recomprados antes. El valor en libros de los Bonos no Garantizados de 2028 al 30 de junio de 2026 fue de $307,3 millones en comparación con el valor razonable de $308,8 millones (datos de entrada de Nivel 2). Entre las cláusulas financieras clave se incluye un índice de cobertura de cargos fijos no inferior a 2,25:1 y una relación de deuda neta sobre EBITDA ajustado de 3,25:1, así como otras cláusulas operativas estándar para cada periodo sobre el que se informa. La Compañía cumplió con todas las cláusulas financieras clave al 30 de junio de 2026.

Los bonos no garantizados de 2028 y 2031 están subordinados a la deuda garantizada en la medida del valor de los activos que garantizan dicha deuda.

Consulte la nota 27 - Compromisos y Contingencias de los estados financieros intermedios para el periodo terminado el 30 de junio de 2026 para obtener información sobre las garantías de cumplimiento y las cartas de crédito no garantizadas.

Datos de Acciones en Circulación

Parex está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones ordinarias con derecho a voto y sin valor nominal. Al 30 de junio de 2026, la Compañía tenía 96.180.254 acciones ordinarias en circulación en comparación con 95.974.136 al 31 de diciembre de 2025. Al 30 de julio de 2026, la Compañía tenía 96.180.254 acciones ordinarias en circulación.

La Compañía tiene un plan de opciones sobre acciones que contempla la emisión de opciones sobre acciones para adquirir acciones ordinarias a los funcionarios, ejecutivos y ciertos empleados de la Compañía, lo que resulta en acciones ordinarias emitidas desde la tesorería.

Al 30 de julio de 2026, Parex tiene los siguientes valores en circulación:

	Número	%
Acciones ordinarias	96.180.254	99%
Opciones sobre acciones	1.220.293	1%
	97.400.547	**100%**

A la fecha de este MD&A, el total de opciones sobre acciones en circulación representa aproximadamente el 1% del total de acciones ordinarias emitidas y en circulación.

Obligaciones Contractuales, Compromisos y Contingencias

En el giro ordinario de sus negocios, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán las operaciones y la liquidez futuras de la Compañía. Estos compromisos se relacionan principalmente con acuerdos de participación (farm-in) en empresas conjuntas, acuerdos de colaboración empresarial y compromisos de trabajo de exploración, incluyendo actividades sísmicas y de perforación. La Compañía tiene discreción con respecto al momento de los gastos de capital para los compromisos de trabajo de exploración, siempre que el trabajo se complete al final de los periodos de exploración especificados en los contratos o que la Compañía pueda negociar extensiones de los periodos de exploración. Los compromisos de exploración de la Compañía se describen en el AIF de la Compañía bajo "Propiedades Principales". Estas obligaciones y compromisos se consideran al evaluar los requisitos de efectivo en la discusión sobre la liquidez futura.

La siguiente tabla resume los compromisos estimados no descontados de la Compañía al 30 de junio de 2026:

	2026	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**En lo sucesivo**	**Total**
Exploración y evaluación							
Compromisos mínimos de trabajo	$ 40.655	$ 143.911	$ 104.155	$ 11.689	$ —	$ 405.504	705.914
Transporte	13.884	2.554	—	—	—	—	16.438
Arrendamientos operativos	1.228	2.271	623	—	—	—	4.122
Otros compromisos							
Petróleo comprado	58.325	—	—	—	—	—	58.325
Compromisos de suministro de energía	16.630	12.537	13.109	8.249	8.495	8.741	67.761
Obligaciones por Desmantelamiento y Ambientales	27.707	—	—	—	—	714.309	742.016

Total	**$ 158.429**	**$ 161.273**	**$ 117.887**	**$ 19.938**	**$ 8.495**	**$1.128.554**	**$1.594.576**

Compromisos Mínimos de Trabajo de Exploración y Evaluación
Al 30 de junio de 2026, existían garantías de cumplimiento para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en las concesiones colombianas de la Compañía con la ANH y los bloques de empresas conjuntas de Ecopetrol por un monto de $504,1 millones (31 de diciembre de 2025 - $235,1 millones). Las garantías se han otorgado en forma de cartas de crédito con diversos plazos, emitidas principalmente por bancos latinoamericanos seleccionados sin exigencia de garantía específica. Las cartas de crédito emitidas a la ANH y Ecopetrol se reducen en cada momento para reflejar el trabajo realizado en los diversos bloques.

El valor de los compromisos de exploración de la Compañía al 30 de junio de 2026 con respecto a los compromisos de trabajo en Colombia en virtud de los contratos de E&P y los acuerdos de participación (farm-in) en empresas conjuntas, es el que se detalla anteriormente.

Transporte
Incluye contratos de tipo "ship-or-pay" (embarcar o pagar) con Bicentenario y Cenit, donde el inventario de petróleo crudo pignorado se almacena en la terminal de Coveñas (TLU-3) de Cenit en lugar de la terminal de Ocensa. Existe un acuerdo de prenda con Ocensa y Cenit, que garantiza las obligaciones de pago de ambos contratos.

Arrendamientos operativos
En el giro ordinario de los negocios, Parex ha celebrado acuerdos y contraído obligaciones que afectarán las operaciones y la liquidez futuras de la Compañía. Estos compromisos incluyen arrendamientos de espacio de oficina y alojamiento. Los pagos mínimos de arrendamiento existentes para oficinas y alojamiento al 30 de junio de 2026 son los que se detallan anteriormente.

Petróleo comprado
Incluye un acuerdo vigente que cubre las compras de petróleo crudo para 2026.

Suministro de energía
Incluye contratos ejecutados para fuentes de energía solar, generación in situ y conexión a la red, lo que garantiza el suministro de electricidad en los bloques operativos, particularmente en Quifa y CPE-6.

Contingencias
La Compañía está involucrada en diversas reclamaciones y litigios derivados del giro ordinario de los negocios. Dado que los resultados de estos asuntos son inciertos, no puede haber garantía de que dichos asuntos se resuelvan a favor de la Compañía. La gerencia ha evaluado la probabilidad de resolución y ha determinado la mejor estimación basada en la información relevante y la probabilidad de los resultados. Se aplicó un juicio significativo al estimar el rango de posibles resultados dada la incertidumbre involucrada.

Consulte la Nota 8 - Combinaciones de Negocios de los estados financieros intermedios condensados para el periodo terminado el 30 de junio de 2026 con respecto al pago contingente acordado como parte de la contraprestación de la Transacción Frontera.

Pasivos por Desmantelamiento y Ambientales

	Desmantelamiento	Ambientales	Total
Saldo, 31 de diciembre de 2024	$ 68.469	$ 9.206	$ 77.675
Adiciones	6.407	3.275	9.682
Adquisiciones de propiedades - Nota 9	702	118	820
Liquidación de obligaciones durante el año	(5.877)	(3.635)	(9.512)
Pérdida (ganancia) en la liquidación de obligaciones	596	(449)	147
Gasto por actualización	8.160	962	9.122
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	(6.197)	(1.192)	(7.389)
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	2.216	1.490	3.706
Pérdida cambiaria	3.087	1.827	4.914
Saldo, 31 de diciembre de 2025	$ 77.563	$ 11.602	$ 89.165
Adiciones	10.772	2.723	13.495
Adquiridos al cierre de la combinación de negocios - Nota 8	156.249	23.750	179.999
Ajuste de la tasa de descuento sobre obligaciones adquiridas	32.355	5.894	38.249
Liquidación de obligaciones durante el periodo	(8.614)	(2.450)	(11.064)
Ganancia en la liquidación de obligaciones	(1.046)	(175)	(1.221)
Gasto por actualización	5.442	826	6.268
Cambio en la estimación: tasas de inflación y de descuento	17.830	4.264	22.094
Cambio en la estimación: costos y plazos de liquidación	(5.014)	935	(4.079)
Pérdida cambiaria	5.537	3.120	8.657

Saldo, 30 de junio de 2026	**$ 291,074**	**$ 50,489**	**$ 341,563**
Obligación corriente	(18.572)	(9.135)	(27.707)
Obligación a largo plazo	**$ 272.502**	**$ 41.354**	**$ 313.856**

El total de las obligaciones ambientales, de desmantelamiento y restauración fue determinado por la gerencia con base en los costos estimados para liquidar las obligaciones por impacto ambiental incurridas y para restaurar y abandonar los pozos y sus locaciones según los requisitos contractuales. Se espera que las obligaciones sean financiadas con los recursos internos de la Compañía disponibles al momento de la liquidación.

El pasivo total por desmantelamiento y ambiental se estima con base en la participación neta de la Compañía en los pozos perforados al 30 de junio de 2026, los costos estimados para abandonar y restaurar los pozos y sus locaciones, y el momento estimado en que se pagarán los costos en periodos futuros. El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo por desmantelamiento de la Compañía es de aproximadamente $641,6 millones al 30 de junio de 2026 (31 de diciembre de 2025 – $244,5 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 11,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2025 – tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas se basan en las tasas pronosticadas para Colombia.

Incluido en el pasivo por desmantelamiento hay $18,6 millones (31 de diciembre de 2025 – $7,3 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

El monto total no descontado de los flujos de efectivo requeridos para liquidar el pasivo ambiental de la Compañía es de aproximadamente $100,4 millones al 30 de junio de 2026 (31 de diciembre de 2025 – $29,7 millones), y se anticipa que la mayoría de estos costos ocurrirán en 2033 o después en Colombia. Se utilizó una tasa de descuento libre de riesgo del 11,4% y una tasa de inflación del 4,0% en la valoración de los pasivos (31 de diciembre de 2025 – tasa de descuento libre de riesgo del 12,5% y una tasa de inflación del 4%). La tasa de descuento libre de riesgo y la tasa de inflación utilizadas se basan en las tasas pronosticadas para Colombia.

Incluido en el pasivo ambiental hay $9,1 millones (31 de diciembre de 2025 – $2,8 millones) que se clasifican como una obligación corriente.

Los pasivos por desmantelamiento se consideran estimaciones contables críticas. Existen incertidumbres significativas relacionadas con los gastos de desmantelamiento y el impacto en los estados financieros podría ser material. El momento eventual y los costos de estos gastos podrían diferir de las estimaciones actuales. Los principales factores que pueden causar que los flujos de efectivo estimados esperados con respecto a los pasivos por desmantelamiento cambien son:

- Cambios en las leyes y la legislación;
- Construcción de nuevas instalaciones;
- Cambio en el precio de las materias primas;
- Cambio en la estimación de las reservas de petróleo y la consiguiente modificación de la vida útil de las reservas;
- Cambios en la tecnología; y
- Ejecución de los pasivos por desmantelamiento.

Eventos Subsecuentes

Asociación Estratégica con Ecopetrol

Anteriormente, el 4 de mayo de 2026, la Compañía anunció que había ejecutado un acuerdo con su socio estratégico Ecopetrol S.A., mediante el cual la Compañía obtendrá una participación del 50% en los bloques Casabe y Llanito en la Cuenca del Magdalena en Colombia, tras la perforación del primer pozo en cada bloque. Los activos producen actualmente aproximadamente 15.000 bbl/d de crudo medio (bruto). Se espera que esta producción añada una base estable y generadora de efectivo a la cartera de Parex, al tiempo que establece una nueva área central de operación y desarrollo para el crecimiento futuro.

Con el acuerdo cerrado al 29 de julio de 2026, y todas las aprobaciones regulatorias recibidas, Parex planea perforar sus primeros pozos durante el segundo semestre de 2026 y activar su participación en cada bloque.

Aviso sobre Declaraciones Prospectivas

Cierta información con respecto a Parex expuesta en este MD&A, incluyendo las evaluaciones de la gerencia de la Compañía sobre los planes y operaciones futuros de la Compañía, contiene declaraciones prospectivas que implican riesgos e incertidumbres sustanciales, conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras "planificar", "esperar", "continuar", "pronosticar", "proyectar", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" u otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones "pueden" o "van a" ocurrir tiene la intención de identificar declaraciones prospectivas. Dichas declaraciones

representan las proyecciones, estimaciones o creencias internas de la Compañía con respecto a, entre otras cosas, el crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción, el capital futuro y otros gastos (incluyendo el monto, la naturaleza y las fuentes de financiamiento de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y los resultados de la actividad de perforación, los asuntos ambientales, las perspectivas comerciales y las oportunidades. Estas declaraciones son solo predicciones y los eventos o resultados reales pueden diferir materialmente. Aunque la gerencia de la Compañía cree que las expectativas reflejadas en las declaraciones prospectivas son razonables, no puede garantizar resultados, niveles de actividad, desempeño o logros futuros, ya que dichas expectativas están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias comerciales, económicas, competitivas, políticas y sociales significativas. Muchos factores podrían causar que los resultados reales de la Compañía difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en cualquier declaración prospectiva hecha por, o en nombre de, Parex. En particular, las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a:

- la estrategia operativa, los planes, las prioridades y el enfoque de la Compañía;
- la expectativa de Parex de proporcionar un retorno total al accionista, al tiempo que invierte en los activos de la Compañía;
- las expectativas de Parex con respecto a los niveles de deuda, la gestión de riesgos de materias primas y otras actividades de cobertura;
- las expectativas de Parex de que una parte de sus costos de restauración de sitios será recuperada a través de seguros;
- la guía de Parex para el segundo semestre y el año fiscal 2026, incluyendo sus gastos de capital anticipados; el flujo de fondos generado por las operaciones y la producción promedio;
- los gastos anticipados de producción, transporte y gastos generales y administrativos de Parex para el segundo semestre de 2026 por boe;
- las expectativas de Parex de que sus gastos de transporte fluctuarán de un periodo a otro debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo;
- que Parex revisará continuamente su exposición a las variaciones de la tasa de cambio;
- el análisis de sensibilidad a la tasa de cambio de Parex;
- los términos y el propósito de la facilidad de crédito de la Compañía, incluyendo el cronograma de la próxima revisión anual;
- el plan de la Compañía de efectuar disposiciones de la facilidad de crédito en varios momentos para gestionar las diferencias temporales asociadas con el cronograma de los pagos a proveedores y los cobros por ventas de petróleo;
- la expectativa de la Compañía de que su efectivo y equivalentes de efectivo disponibles, las facilidades de crédito y el flujo de fondos esperado generado por las operaciones serán suficientes para apoyar el crecimiento de la Compañía y financiar las actividades de desarrollo;
- los compromisos estimados no descontados de Parex, incluidos los de exploración, oficina y alojamiento, así como las obligaciones de desmantelamiento y ambientales, y el cronograma previsto para los mismos;
- los flujos de efectivo totales no descontados anticipados requeridos para liquidar el costo de los pasivos por desmantelamiento y ambientales de la Compañía, su calendario previsto, y los recursos internos disponibles para la Compañía en el momento de la liquidación;
- el riesgo cambiario y la capacidad de revertir ganancias y pérdidas cambiarias no realizadas en el futuro;
- la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía y la fluctuación de las ganancias basadas en los precios de mercado;
- las expectativas con respecto a la integración de los activos de Frontera y la obtención de las sinergias y beneficios anticipados derivados de la misma;
- las expectativas con respecto a la participación de Parex en los bloques Casabe y Llanito en la Cuenca del Magdalena bajo su colaboración comercial con Ecopetrol, incluida la producción aproximada actual y el cronograma de perforación del primer pozo en virtud de la misma;
- el cronograma previsto para la perforación del primer pozo de la Compañía en el prospecto Piedemonte en el otoño de 2026 y el inicio de las obras civiles;
- las expectativas con respecto al éxito de la exploración en LLA-111, la expansión de un desarrollo de múltiples campos en los Llanos Orientales, los niveles de producción actuales y previstos derivados de ello, y la trayectoria de capacidad de producción a largo plazo anticipada;
- el cronograma previsto para el inicio de las obras civiles en Farallones en el segundo semestre de 2026;
- las expectativas con respecto a la identificación y captura de sinergias operativas y estratégicas de la Transacción Frontera, incluso en marketing, cadena de suministro, impuestos y otras funciones, y el cronograma esperado para obtener los beneficios asociados;
- las proyecciones de desempeño en relación con los costos de energía elevados, incluidas las expectativas de que los gastos de producción tenderán hacia el extremo superior de la guía para el segundo semestre de 2026;
- la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía y el uso de derivados principalmente con instituciones financieras para gestionar los movimientos en el precio del petróleo crudo, las fluctuaciones en la tasa de cambio USD/COP y los movimientos de las tasas de interés; que la Compañía podrá gestionar y pronosticar el flujo de efectivo a través de contratos de derivados;
- las tasas impositivas efectivas estimadas de la Compañía para 2026;
- los planes de Parex de desplegar su inventario de materiales de largo plazo en los próximos años;

- los precios anticipados del Brent y las fluctuaciones en el diferencial de precios realizado de Parex respecto al crudo Brent de un periodo a otro; y ▪ los términos de ciertas obligaciones contractuales de Parex.

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a numerosos riesgos e incertidumbres, que incluyen, entre otros: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; un entorno comercial y arancelario impredecible; volatilidad prolongada y fluctuaciones en los precios de las materias primas; condiciones de la industria, incluidos cambios en leyes y regulaciones como la adopción de nuevas leyes y regulaciones ambientales, y cambios en cómo se interpretan y aplican en Canadá y Colombia; la determinación por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y otros países en cuanto a los niveles de producción; la competencia; la falta de disponibilidad de personal calificado; los resultados de la perforación de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; imprecisiones en las estimaciones de reservas, recursos e ingresos; pronósticos incorrectos del potencial de producción y crecimiento de los activos de Parex; la obtención de las aprobaciones requeridas de las autoridades reguladoras en Canadá y Colombia; los riesgos asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado con la realización de actividades internacionales; las fluctuaciones en las tasas de cambio o las tasas de interés; la interrupción geopolítica, incluido el conflicto entre EE. UU. e Irán y las consecuencias derivadas del mismo; los riesgos ambientales; los cambios en las leyes de impuestos sobre la renta o los cambios en las leyes fiscales y los programas de incentivos relacionados con las industrias del petróleo y el gas natural; la capacidad de acceder a capital suficiente de fuentes internas y externas; el riesgo de que la Compañía no pueda obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el riesgo de no lograr los beneficios anticipados asociados con las adquisiciones, incluida la integración de los activos de Frontera; el incumplimiento de las contrapartes en virtud de los términos de sus contratos; los cambios en la capacidad de los oleoductos; el riesgo de que los precios del petróleo Brent puedan ser más bajos de lo previsto; el riesgo de que la evaluación de Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración pueda no ser consistente con sus expectativas; el riesgo de que Parex pueda no tener suficientes recursos financieros en el futuro para proporcionar distribuciones a sus accionistas; el riesgo de que la Junta Directiva pueda no declarar dividendos en el futuro y que pueda no haber crecimiento de dividendos base o que la política de dividendos de Parex cambie; el riesgo de que la estrategia de gestión de riesgos de Parex pueda no ser un medio eficaz para gestionar y pronosticar el flujo de efectivo; el riesgo de que Parex pueda no responder a los cambios en los precios de las materias primas; el riesgo de que los gastos operativos y de capital de la Compañía relacionados con la protección del medio ambiente puedan ser mayores de lo previsto; el riesgo de que Parex pueda no cumplir con su guía de producción o gastos de capital para el año terminado el 31 de diciembre de 2026; el riesgo de que las estrategias ambientales de la Compañía puedan no ser exitosas y que la Compañía pueda no permanecer en cumplimiento material con la legislación de protección ambiental; el riesgo de que Parex pueda no desplegar su inventario de largo plazo cuando se anticipa; el riesgo de que Parex pueda no tener éxito en atraer y retener sucesores calificados para los altos ejecutivos en caso de partida; los riesgos relacionados con la integración de los activos de Frontera y la obtención de las sinergias y beneficios anticipados derivados de la misma; el riesgo relacionado con la asociación con Ecopetrol, incluido el cronograma de la primera producción, la ejecución del programa de capital y la obtención de los beneficios anticipados derivados de la misma; los riesgos relacionados con la asociación con Ecopetrol y el cumplimiento de las condiciones del acuerdo relacionadas con la misma; las incertidumbres y los factores discutidos en "Pasivos ambientales y de desmantelamiento" en este MD&A; y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Se advierte a los lectores que la lista anterior de factores no es exhaustiva. Información adicional sobre estos y otros factores que podrían afectar las operaciones, el entorno empresarial y los resultados financieros de la Compañía se incluye en la sección "Factores de Riesgo" en el AIF de la Compañía para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2025 y en los informes archivados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá, y puede accederse a través del sitio web de SEDAR+ (www.sedarplus.ca) o el sitio web de Parex en www.parexresources.com.

Aunque las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A se basan en supuestos que la gerencia considera razonables, la Compañía no puede asegurar a los inversionistas que los resultados reales serán consistentes con dichas declaraciones prospectivas. Con respecto a las declaraciones prospectivas contenidas en este MD&A, Parex ha hecho supuestos con respecto a, entre otras cosas: los precios actuales y anticipados de las materias primas y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; el momento y la cantidad de los gastos de capital; el acceso ininterrumpido a las áreas de operaciones e infraestructura de la Compañía; las tasas de cambio futuras; el precio del petróleo, incluido el precio anticipado del petróleo Brent; el impacto de la creciente competencia; las condiciones en los mercados económicos y financieros generales; la disponibilidad de equipos de perforación y relacionados; los efectos de la regulación por parte de agencias gubernamentales y la legislación ambiental en las operaciones de la Compañía; la recuperabilidad de las reservas y las tasas de producción futuras; el momento y el número de amortizaciones de pozos secos permitidas para fines fiscales colombianos; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; las tasas de cambio de divisas extranjeras; el estado de los litigios; el momento de la perforación y terminación de pozos; la recepción de aprobaciones de socios, regulatorias y comunitarias; que la Compañía tendrá suficiente flujo de efectivo, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros necesarios para financiar sus gastos de capital y operativos y requisitos según sea necesario; que la conducta y los resultados de las operaciones de la Compañía serán consistentes con sus expectativas; que la Compañía tendrá la capacidad de desarrollar las propiedades de petróleo y gas de la Compañía de la manera actualmente contemplada; que la evaluación de Parex de su cartera existente de oportunidades de desarrollo y exploración es consistente con sus expectativas; que las condiciones, leyes y regulaciones de la industria actuales o, cuando corresponda, propuestas, continuarán vigentes o según lo anticipado como se describe en el presente; que las estimaciones de los volúmenes de producción y reservas de la Compañía y los supuestos relacionados con ellos (incluyendo los precios de las materias primas y los costos de desarrollo) son precisos en todos los aspectos materiales; la integración exitosa de los activos de Frontera y la realización de las sinergias y beneficios anticipados

derivados de ello; la ejecución exitosa del acuerdo de asociación con Ecopetrol, incluido el momento de la primera producción y los compromisos de capital y la realización de los beneficios anticipados derivados de ello; que la Compañía podrá obtener extensiones de contrato o cumplir con las obligaciones contractuales requeridas para retener sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; el momento de puesta en marcha de la producción de pozos de exploración exitosos; el desempeño operativo de los campos productores no operados; la capacidad de los oleoductos; que Parex tendrá suficientes recursos financieros para pagar dividendos y adquirir acciones de conformidad con su NCIB en el futuro; que los precios de mercado permanecerán sin cambios; y otros asuntos. La capacidad de la Compañía para llevar a cabo su plan de negocios depende principalmente del apoyo continuo de sus accionistas, del descubrimiento de reservas económicamente recuperables y de la capacidad de la Compañía para obtener financiación o generar suficiente flujo de efectivo para desarrollar dichas reservas.

Las declaraciones prospectivas y otra información contenida en este MD&A relativas a la industria del petróleo y el gas natural en los países en los que opera y las expectativas generales de la Compañía con respecto a esta industria se basan en estimaciones preparadas por la Gerencia utilizando datos de fuentes de la industria disponibles públicamente, así como de informes de recursos, estudios de mercado y análisis de la industria, y en supuestos basados en datos y conocimientos de esta industria que la Compañía considera razonables. Sin embargo, estos datos son intrínsecamente imprecisos, aunque generalmente indicativos de las posiciones relativas en el mercado, las cuotas de mercado y las características de desempeño. Si bien la Compañía no tiene conocimiento de ninguna incorrección material con respecto a los datos de la industria presentados en este documento, la industria del petróleo y el gas natural implica numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeta a cambios basados en diversos factores.

La gerencia ha incluido información prospectiva, así como el resumen anterior de supuestos y riesgos relacionados con la información prospectiva en este MD&A, con el fin de proporcionar a los accionistas una perspectiva más completa sobre las operaciones actuales y futuras de la Compañía, y dicha información puede no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía podrían diferir materialmente de los expresados o implícitos en estas declaraciones prospectivas y, por lo tanto, no se puede garantizar que cualquiera de los eventos anticipados por las declaraciones prospectivas sucederá u ocurrirá, o si alguno de ellos lo hace, qué beneficios obtendrá Parex de ello. Se advierte a los lectores que no depositen una confianza indebida en la información prospectiva. Estas declaraciones prospectivas se realizan a la fecha de este MD&A y Parex renuncia a cualquier intención u obligación de actualizar públicamente cualquier declaración prospectiva, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros o de otro modo, salvo que lo exijan las leyes de valores aplicables.

Este MD&A contiene información que puede constituir una perspectiva financiera bajo las leyes de valores aplicables sobre la posición financiera potencial de la Compañía, incluyendo, pero no limitado a: la guía de Parex para el segundo semestre y 2026, incluidos sus gastos de capital previstos y los fondos generados por las operaciones; los gastos de producción previstos de Parex para el segundo semestre de 2026 por boe; las expectativas de Parex de que sus gastos de transporte fluctuarán periodo tras periodo debido a la combinación de tipos de contratos de venta vigentes durante el periodo; el análisis de sensibilidad a la tasa de cambio de Parex; los compromisos estimados no descontados de Parex, incluidos los de exploración, oficina y alojamiento, y las obligaciones de desmantelamiento y ambientales; y el momento previsto de los mismos; el flujo de efectivo total no descontado previsto necesario para liquidar el costo de responsabilidad ambiental y de desmantelamiento de la Compañía, el momento previsto de los mismos y los recursos internos disponibles para la Compañía en el momento de la liquidación; y la tasa impositiva efectiva estimada de la Compañía para 2026; todo lo cual está sujeto a numerosos supuestos, factores de riesgo, limitaciones y calificaciones, incluidos los establecidos en los párrafos anteriores. Los resultados de operaciones reales de la Compañía y los resultados financieros resultantes variarán de los montos establecidos en este MD&A y dichas variaciones pueden ser materiales. Esta información se ha proporcionado solo para fines ilustrativos y, con respecto a periodos futuros, se basa en presupuestos y pronósticos que son especulativos, están sujetos a una variedad de contingencias y pueden no ser apropiados para otros fines. En consecuencia, no se debe confiar en estas estimaciones como indicativas de resultados futuros. Excepto según lo requieran las leyes de valores aplicables, la Compañía no asume ninguna obligación de actualizar dicha perspectiva financiera. La perspectiva financiera contenida en este MD&A se realizó a la fecha de este MD&A y se proporcionó con el propósito de brindar información adicional sobre las posibles operaciones comerciales futuras de la Compañía. Se advierte a los lectores que la perspectiva financiera contenida en este MD&A no es concluyente y está sujeta a cambios, y no debe utilizarse para fines distintos a aquellos para los que se divulga en este documento.

Aviso sobre Distribuciones

Las futuras distribuciones a los accionistas de la Compañía, incluyendo, entre otros, el pago de dividendos y la adquisición por parte de la Compañía de sus acciones conforme a su NCIB, si los hubiera, y el nivel de las mismas, son inciertos. Cualquier decisión de pagar dividendos adicionales sobre las acciones ordinarias (incluyendo el monto real, la fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago en relación con los mismos y cualquier dividendo especial) o adquirir acciones de la Compañía estará sujeta a la discreción de la Junta Directiva de Parex y puede depender de una variedad de factores, incluyendo, sin limitación, el desempeño comercial de la Compañía, la situación financiera, los requisitos financieros, los planes de crecimiento, los requisitos de capital esperados y otras condiciones existentes en ese momento futuro, incluyendo, sin limitación, las restricciones contractuales y el cumplimiento de las pruebas de solvencia impuestas a la Compañía bajo la ley corporativa aplicable. Además, el monto real, la

fecha de declaración, la fecha de registro y la fecha de pago de cualquier dividendo están sujetos a la discreción de la Junta Directiva. No puede haber garantía de que la Compañía pagará dividendos o recomprará acciones de la Compañía en el futuro.

Aviso sobre Petróleo y Gas

Este MD&A contiene una serie de métricas de petróleo y gas, incluyendo netbacks operativos y netbacks de FFO. Estas métricas de petróleo y gas han sido preparadas por la gerencia y no tienen significados estandarizados ni métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas y no deben utilizarse para realizar comparaciones. Dichas métricas se han incluido en este documento para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no son indicadores fiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro puede no compararse con el desempeño en periodos anteriores y, por lo tanto, no es recomendable basarse indebidamente en dichas métricas. La gerencia utiliza estas métricas de petróleo y gas para sus propias mediciones de desempeño y para proporcionar a los titulares de valores medidas para comparar las operaciones de la Compañía a lo largo del tiempo. Se advierte a los lectores que no deben basarse en la información proporcionada por estas métricas, o que pueda derivarse de las métricas presentadas en este MD&A, para fines de inversión u otros propósitos.

El término "Boe" significa barril de petróleo equivalente sobre la base de 6 mil pies cúbicos ("Mcf") de gas natural por 1 bbl. El Boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza de forma aislada. El ratio de conversión de boe de 6 Mcf:1 Bbl se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo. Dado que el ratio de valor basado en el precio actual del petróleo crudo es, en comparación con el gas natural, significativamente diferente de la equivalencia energética de 6 Mcf:1 Bbl, utilizar un ratio de conversión de 6 Mcf:1 Bbl puede ser engañoso como indicación de valor.

Aviso sobre Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras

Este MD&A utiliza diversas "medidas financieras no GAAP", "ratios no GAAP", "medidas financieras complementarias" y "medidas de gestión de capital" (tal como se definen dichos términos en el Instrumento Nacional 52-112 - Divulgación de Medidas Financieras No GAAP y Otras Medidas Financieras), las cuales se describen con mayor detalle a continuación. Dichas medidas no son medidas financieras estandarizadas en virtud de las NIIF y podrían no ser comparables con medidas financieras similares reveladas por otros emisores. Se advierte a los inversionistas que las medidas financieras no GAAP no deben interpretarse como alternativas a, o más significativas que, las medidas GAAP más directamente comparables como indicadores del desempeño de Parex. Las medidas financieras no GAAP prospectivas utilizadas en este MD&A no tienen diferencias significativas con sus medidas financieras no GAAP históricas equivalentes.

Estas medidas facilitan las comparaciones de la gerencia con los resultados operativos históricos de la Compañía al evaluar sus resultados y la toma de decisiones estratégicas y operativas, y pueden ser utilizadas por analistas financieros y otros en la industria del petróleo y gas natural para evaluar el desempeño de la Compañía. Además, la gerencia considera que dichas medidas financieras son información complementaria útil para analizar el desempeño operativo y proporcionar una indicación de los resultados generados por las actividades comerciales principales de la Compañía.

A continuación, se presenta una descripción de las medidas financieras no GAAP, los ratios no GAAP, las medidas financieras complementarias y las medidas de gestión de capital utilizadas en este MD&A.

Medidas Financieras No GAAP

***Gastos de capital**, es una medida financiera no GAAP que la Compañía utiliza para describir sus costos de capital asociados con los gastos de petróleo y gas. La medida considera tanto los gastos de propiedad, planta y equipo como los gastos de activos de exploración y evaluación, que son partidas en el estado de flujos de efectivo de la Compañía para el periodo, y se calcula de la siguiente manera:*

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Gastos de propiedad, planta y equipo	**$ 69.131**	$ 49.067	**$ 117.413**	$ 94.018
Gastos de exploración y evaluación	**64.562**	39.623	**107.323**	51.726
Gastos de capital	**$ 133.693**	$ 88.690	**$ 224.736**	$ 145.744

	Para los tres meses terminados					
(en miles)	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Gastos de propiedad, planta y equipo	$ 48.282	$ 47.575	$ 59.002	$ 44.951	$ 62.799	$ 68.406

Gastos de exploración y evaluación	42.761	37.045	20.959	12.103	19.311	13.961
Gastos de capital	$ 91.043	$ 84.620	$ 79.961	$ 57.054	$ 82.110	$ 82.367

***Flujo de fondos libre**, es una medida financiera no GAAP que se determina mediante el flujo de fondos generado por las operaciones menos los gastos de capital. La Compañía considera que el flujo de fondos libre es una medida clave, ya que demuestra la capacidad de Parex para financiar el retorno de capital, como la oferta pública de adquisición en el giro ordinario de los negocios o los dividendos, sin acceder a fondos externos, y se calcula de la siguiente manera:*

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Efectivo generado por actividades operativas	**$ 199.235**	$ 142.642	**$ 223.321**	$ 230.020
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	**(67.181)**	(37.821)	**22.435**	(3.255)
Flujo de fondos generado por las operaciones	**132.054**	104.821	**245.756**	226.765
Gastos de capital, excluyendo adquisiciones corporativas	**133.693**	88.690	**224.736**	145.744
Flujo de fondos libre	**$ (1.639)**	$ 16.131	**$ 21.020**	$ 81.021

***EBITDA**, es una medida financiera no GAAP que se define como el resultado neto ajustado por ingresos y gastos financieros, otros gastos, el gasto por impuesto sobre la renta y el agotamiento, depreciación y amortización.*

***EBITDA ajustado**, es una medida financiera no GAAP definida como el EBITDA ajustado por cargos por deterioro no monetarios, gastos de compensación basados en acciones, ganancias por adquisición, costos de transacción, ajuste al valor razonable de inventarios no monetarios, ganancias (pérdidas) no realizadas por diferencia cambiaria y ganancias (pérdidas) no realizadas en contratos de gestión de riesgos y valores negociables.*

La Compañía considera que el EBITDA y el EBITDA ajustado son medidas clave, ya que demuestran la rentabilidad de Parex antes de los ingresos y gastos financieros, impuestos, agotamiento, depreciación y amortización, y otras partidas no monetarias. La conciliación del resultado neto con el EBITDA y el EBITDA ajustado es la siguiente:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Resultado neto	**$ 444.296**	$ 49.113	**$ 448.885**	$ 129.742
Ajustes para conciliar el resultado neto con el EBITDA:				
Ingresos financieros	**(2.740)**	(612)	**(6.144)**	(1.909)
Gasto financiero	**17.219**	5.474	**23.984**	10.530
Otros gastos	**8.970**	12.453	**26.327**	13.600
Gasto (recuperación) por impuesto sobre la renta	**(42.576)**	9.623	**(23.342)**	12.701
Agotamiento, depreciación y amortización	**62.382**	47.949	**113.671**	98.368
EBITDA	**$ 487.551**	$ 124.000	**$ 583.381**	$ 263.032
Gasto de compensación basada en acciones	**(341)**	6.476	**18.326**	8.568
Ganancia por adquisición	**(302.483)**	—	**(302.483)**	—
Costos de transacción	**28.390**	—	**29.000**	—
Ajuste al valor razonable de inventario no monetario	**9.365**	—	**9.365**	—
Ganancia cambiaria no realizada	**(2.217)**	(2.369)	**(1.507)**	(7.288)
Ganancia no realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**(30.635)**	(362)	**(1.050)**	(1.160)
Ganancia (pérdida) no realizada en valores negociables	**2.433**	—	**(10.285)**	—
EBITDA ajustado	**$ 192.063**	$ 127.745	**$ 324.747**	$ 263.152

***Netback operativo**, es una medida financiera no GAAP que la Compañía considera una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el netback operativo como las ventas de petróleo y gas natural provenientes de la producción, menos el petróleo crudo comprado, las regalías, y los gastos de producción y transporte. Consulte "Resultados Financieros y Operativos – Resultados Consolidados de Operaciones" para el cálculo del netback operativo.*

Ratios no GAAP

***Netback operativo por boe**, es un ratio no GAAP que la Compañía considera una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex en relación con los precios actuales de las materias primas. Parex calcula el netback operativo por boe como el netback operativo dividido por los volúmenes totales equivalentes de ventas de petróleo y gas producidos antes del consumo para el precio*

de venta de petróleo y gas natural, precio de venta de petróleo y gas natural, neto de petróleo crudo comprado, regalías, y gastos de producción y transporte por boe.

***Netback del flujo de fondos generado por las operaciones por boe**, es un ratio no GAAP que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en los activos y pasivos no monetarios, dividido por los volúmenes de ventas de petróleo y gas natural producidos antes del consumo. La Compañía considera que el netback del flujo de fondos generado por las operaciones por boe es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con los precios actuales de las materias primas.*

***Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones por acción**, es un ratio no GAAP que se calcula dividiendo el flujo de fondos ajustado generado por las operaciones por el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación. Parex presenta el flujo de fondos básico y diluido ajustado generado por las operaciones excluyendo los costos únicos de costos no recurrentes relacionados con transacciones y las pérdidas realizadas en contratos de cobertura por acción, mediante el cual los montos por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación, de manera consistente con el cálculo de las ganancias por acción. La Compañía considera que el flujo de fondos básico y diluido ajustado generado por las operaciones por acción o FFO por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación, excluyendo partidas que pueden no reflejar el desempeño operativo continuo, en relación con los precios actuales de las materias primas.*

***Netback del flujo de fondos ajustado generado por las operaciones por boe**, es una medida de gestión de capital calculada como el flujo de fondos generado por las operaciones, ajustado para excluir los costos no recurrentes relacionados con transacciones y las (ganancias) pérdidas realizadas en contratos de gestión de riesgos de materias primas. La Compañía considera que el flujo de fondos ajustado generado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de los costos en efectivo, excluyendo partidas que pueden no reflejar el desempeño operativo continuo, en relación con los precios actuales de las materias primas.*

***Flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción o FFO por acción**, es un ratio no GAAP que se calcula dividiendo el flujo de fondos generado por las operaciones por el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación. Parex presenta el flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción, mediante el cual los montos por acción se calculan utilizando las acciones promedio ponderadas en circulación, de manera consistente con el cálculo de las ganancias por acción. La Compañía considera que el flujo de fondos básico y diluido generado por las operaciones por acción o FFO por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación.*

***Flujo de fondos básico y diluido ajustado generado por las operaciones por acción o FFO por acción**, es un ratio no GAAP que se calcula dividiendo el flujo de fondos ajustado generado por las operaciones por el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación. Parex presenta el flujo de fondos básico y diluido ajustado generado por las operaciones, ajustado para excluir los costos no recurrentes relacionados con transacciones y las (ganancias) pérdidas realizadas en contratos de gestión de riesgos de materias primas por acción, mediante el cual los montos por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación, de manera consistente con el cálculo de las ganancias por acción. La Compañía considera que el flujo de fondos básico y diluido ajustado generado por las operaciones por acción o FFO por acción es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo en relación con el número promedio ponderado de acciones básicas y diluidas en circulación, excluyendo partidas que pueden no reflejar el desempeño operativo continuo, en relación con los precios actuales de las materias primas.*

Medidas de gestión de capital

***Flujo de fondos generado por las operaciones**, es una medida de gestión de capital que incluye todo el efectivo generado por las actividades operativas y se calcula antes de los cambios en los activos y pasivos no monetarios. La Compañía considera que el flujo de fondos generado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de todos los costos en efectivo.*

***Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones**, es una medida de gestión de capital calculada como el flujo de fondos generado por las operaciones, ajustado para excluir los costos no recurrentes relacionados con transacciones y las (ganancias) pérdidas realizadas en contratos de gestión de riesgos de materias primas. La Compañía considera que el flujo de fondos ajustado generado por las operaciones es una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex después de los costos en efectivo, excluyendo partidas que pueden no reflejar el desempeño operativo continuo.*

A continuación se presenta una conciliación del efectivo generado por las actividades operativas con el flujo de fondos generado por las operaciones y el flujo de fondos ajustado generado por las operaciones:

	Para los tres meses terminados el 30 de junio de		Para los seis meses terminados el 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025	**2026**	2025
Efectivo generado por actividades operativas	**$ 199.235**	$ 142.642	**$ 223.321**	$ 230.020
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	**(67.181)**	(37.821)	**22.435**	(3.255)
Flujo de fondos generado por las operaciones	**132.054**	104.821	**245.756**	226.765
Costos de transacción	**28.390**	—	**29.000**	—
Pérdida (ganancia) realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	**30.711**	(1.168)	**32.947**	193
Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones	**$ 191.155**	$ 103.653	**$ 307.703**	$ 226.958

	Para los tres meses terminados					
(en miles)	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Efectivo generado por actividades operativas	$ 24.086	$ 107.744	$ 86.992	$ 87.621	$ 67.847	$ 181.874
Cambio neto en activos y pasivos no monetarios	89.616	15.178	18.306	34.323	73.354	(30.101)
Flujo de fondos generado por las operaciones	113.702	122.922	105.298	121.944	141.201	151.773
Costos de transacción	610	—	—	—	—	—
Ganancia (pérdida) realizada en contratos de gestión de riesgo de materias primas	2.236	(807)	3.193	1.361	—	—
Flujo de fondos ajustado generado por las operaciones	$ 116.548	$ 122.115	$ 108.491	$ 123.305	$ 141.201	$ 151.773

El excedente (déficit) de capital de trabajo *es una medida de gestión de capital que la Compañía utiliza para describir su posición de liquidez y su capacidad para cumplir con sus pasivos a corto plazo. El excedente (déficit) de capital de trabajo se define como los activos corrientes menos los pasivos corrientes:*

	Al 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025
Activos corrientes	**$ 602.247**	$ 239.485
Pasivos corrientes	**685.469**	219.437
Excedente (déficit) de capital de trabajo	**$ (83.222)**	$ 20.048

	Al					
(en miles)	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Activos corrientes	$ 411.425	$ 273.994	$ 224.109	$ 259.256	$ 245.943	$ 248.208
Pasivos corrientes	275.919	245.967	227.276	190.216	186.546	210.699
Excedente (déficit) de capital de trabajo	$ 135.506	$ 28.027	$ (3.167)	$ 69.040	$ 59.397	$ 37.509

Deuda neta (efectivo neto)*, es una medida de gestión de capital que la Compañía utiliza para monitorear el apalancamiento y gestionar el capital. La deuda neta (efectivo neto) se define como el capital de trabajo, menos la deuda bancaria, los bonos no garantizados y los anticipos de clientes a largo plazo:*

	Al 30 de junio de	
(en miles)	**2026**	2025
Déficit (excedente) de capital de trabajo	**$ 83.222**	$ (20.048)
Deuda bancaria	**—**	18.000
Bonos no garantizados	**792.265**	—
Anticipos de clientes - a largo plazo	**31.111**	—
Deuda neta (efectivo neto)	**$ 906.598**	$ (2.048)

	Al

(en miles)	31 de marzo de 2026	31 de diciembre de 2025	30 de septiembre de 2025	31 de marzo de 2025	31 de diciembre de 2024	30 de septiembre de 2024
Déficit (excedente) de capital de trabajo	$ (135.506)	$ (28.027)	$ 3.167	$ (69.040)	$ (59.397)	$ (37.509)
Deuda bancaria	175.200	33.000	10.000	50.000	60.000	30.000
Deuda neta (efectivo neto)	$ 39.694	$ 4.973	$ 13.167	$ (19.040)	$ 603	$ (7.509)

Medidas financieras complementarias

"**Gastos de DD&A por boe**" se compone de los gastos de DD&A, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por la producción total.

"**Dividendos pagados por acción**" se compone de los dividendos declarados, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el número de acciones en circulación en la fecha de registro de dividendos.

"**Tasa impositiva corriente efectiva como porcentaje del flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos**" se compone de los gastos por impuestos sobre la renta corrientes, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el flujo de fondos generado por las operaciones antes de impuestos.

"**Gastos G&A por boe**" se compone de los gastos G&A netos después de recuperaciones y capitalización, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por la producción total.

"**Ingresos netos por boe**" se componen de los ingresos netos, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

"**Precio de venta de petróleo y gas natural por boe**" se compone de las ventas totales de materias primas de la producción de petróleo y gas natural, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

"**Precio de venta de petróleo y gas natural, neto de petróleo crudo comprado por boe**" se compone de las ventas totales de materias primas de la producción de petróleo y gas natural menos el petróleo crudo comprado, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total de ventas de petróleo y gas natural, incluyendo los volúmenes de petróleo comprado.

"**Diferencial de precio y gastos de transporte por bbl**" se compone del precio de venta de petróleo realizado por bbl, según se define en el presente documento, menos el precio del crudo Brent para calcular el diferencial de precio, más los gastos de transporte por bbl según se definen en el presente documento.

"**Gastos de producción por boe**" se compone de los gastos de producción, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

"**Petróleo crudo comprado por boe**" se compone del gasto en petróleo crudo comprado, determinado de acuerdo con las NIIF, dividido por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

"**Precio de venta de petróleo realizado por bbl**" se compone de las ventas totales de petróleo, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total equivalente de ventas de petróleo producido antes del consumo.

"**Precio de gas natural realizado por Mcf**" se compone de las ventas de materias primas de gas natural de la producción, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por los volúmenes de ventas de gas natural.

"**Regalías por boe**" se componen de las regalías, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

"**Regalías como porcentaje de las ventas**" se componen de las regalías, determinadas de acuerdo con las NIIF, divididas por las ventas totales equivalentes de la producción de petróleo y gas natural producido, determinadas de acuerdo con las NIIF.

"**Gastos de transporte por bbl**" se componen de los gastos de transporte, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total equivalente de ventas de petróleo producido antes del consumo.

"**Gastos de transporte por boe**" se componen de los gastos de transporte, determinados de acuerdo con las NIIF, divididos por el volumen total equivalente de ventas de petróleo y gas producido antes del consumo.

Entorno Empresarial y Riesgos

Parex está expuesta a diversos riesgos operativos y de mercado. Para una discusión sobre estos riesgos, consulte la sección "Factores de Riesgo" en el AIF de Parex para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, tal como se presentó en SEDAR+ en www.sedarplus.ca o en el sitio web de Parex en www.parexresources.com.

Controles Internos sobre la Información Financiera

Durante el periodo terminado el 30 de junio de 2026, Parex completó la adquisición de Frontera Petroleum International Holdings B.V. (la "Transacción Frontera"), que posee todos los activos de exploración y producción de Frontera en Colombia. La Compañía comenzó a consolidar los resultados del negocio adquirido a partir del 1 de junio de 2026. En relación con la Transacción Frontera, la gerencia comenzó las actividades para integrar las operaciones, procesos y sistemas adquiridos en los controles y procedimientos de divulgación ("DCP") y el control interno sobre la información financiera ("ICFR") de Parex.

Como lo permite el Instrumento Nacional 52-109, Certificación de Divulgación en las Presentaciones Anuales e Intermedias de los Emisores, la gerencia ha limitado el alcance de su diseño de DCP e ICFR para excluir los controles, políticas y procedimientos del negocio adquirido de Frontera al 30 de junio de 2026. El Instrumento Nacional 52-109 permite a un emisor limitar el alcance del diseño de DCP e ICFR para excluir un negocio adquirido por un periodo de hasta 365 días a partir de la fecha de adquisición. Durante este periodo, la gerencia continuará su evaluación e integración del negocio adquirido, incluyendo el diseño e implementación de los controles apropiados.

Al 30 de junio de 2026, el negocio adquirido representaba aproximadamente el 43% de los activos totales consolidados de la Compañía y aproximadamente el 18% de las ventas consolidadas de petróleo y gas natural de la Compañía para el periodo comprendido entre la fecha de adquisición del 1 de junio de 2026 y el 30 de junio de 2026.

Aparte de los cambios asociados con la integración del negocio adquirido de Frontera descrito anteriormente, no hubo cambios en el ICFR de la Compañía durante el periodo cubierto por este MD&A que afectaran materialmente, o que sea razonablemente probable que afecten materialmente, el ICFR de la Compañía.

Acuerdos Fuera del Balance General

La Compañía no celebró ningún acuerdo fuera de balance durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2026, aparte de las garantías en el giro ordinario constituidas en forma de cartas de crédito para respaldar los compromisos de trabajo de exploración en sus bloques. Para obtener más información, consulte la sección "Obligaciones Contractuales, Compromisos y Garantías" anterior y la nota 27 - Compromisos y Contingencias en los estados financieros consolidados intermedios condensados no auditados.

Instrumentos Financieros y Otros Instrumentos

Los instrumentos financieros no derivados de la Compañía reconocidos en el balance general consolidado consisten en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pasivos acumulados. Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a valor razonable. Los valores razonables de los instrumentos financieros corrientes se aproximan a su valor en libros debido a su vencimiento a corto plazo.

Principales Políticas Contables

Las políticas contables adoptadas son consistentes con las del año financiero anterior, tal como se describe en la nota 3 de los estados financieros consolidados de la Compañía correspondientes al año terminado el 31 de diciembre de 2025, con la adición de las siguientes Modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar.

El 1 de enero de 2026, la Compañía adoptó las modificaciones a la NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar en el periodo intermedio que finalizó el 31 de marzo de 2026. Las modificaciones para la información a revelar se relacionan con la liquidación de pasivos financieros utilizando un sistema de pago electrónico y la evaluación de las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros. No hubo un efecto material en los estados financieros consolidados intermedios condensados de la Compañía. La Compañía ha aplicado la opción de considerar que los pasivos financieros liquidados en efectivo mediante un sistema de pago electrónico se consideran cancelados antes de la fecha de liquidación. Las modificaciones se han aplicado de forma retroactiva sin reexpresión de la información comparativa, de acuerdo con los requisitos de transición en la aplicación inicial de la NIIF 9. No hay ajuste al saldo inicial de efectivo y equivalentes de efectivo en los estados consolidados de flujos de efectivo.

Además, debido a la adquisición de Frontera Petroleum International Holdings B.V. (véase la Nota 8 - Combinación de Negocios), se han actualizado las siguientes políticas contables adicionales:

Subsidiarias:
Frontera Energy Colombia AG ha sido identificada como una subsidiaria operativa principal adicional. Frontera Energy AG está constituida en Suiza y su actividad comercial principal es la exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia. Parex posee el 100% de esta subsidiaria.

Anticipos de clientes:
La Compañía reconoce cada contrato en el estado de situación financiera ya sea como un activo por contrato o como un pasivo por contrato, según la relación entre el desempeño de la Compañía bajo el contrato y la contraprestación recibida del cliente. Adicionalmente, cuando un cliente paga una contraprestación, o cuando la Compañía tiene un derecho incondicional a la contraprestación (es decir, una cuenta por cobrar) antes de transferir bienes o servicios, la entidad presentará el monto como un pasivo por contrato o anticipo de cliente en el estado de situación financiera (véase la Nota 13 - Anticipos de Clientes). Esta clasificación se aplica en la fecha que ocurra primero: la fecha de pago o la fecha en que el pago vence. Los componentes de financiación implícitos en los acuerdos de anticipos de clientes se reconocen utilizando el método de interés efectivo durante el plazo del acuerdo cuando existen componentes de financiación significativos.

Además, debido al reconocimiento del impuesto al patrimonio en el periodo actual, se ha actualizado la siguiente política contable adicional:

Impuesto al patrimonio:
El impuesto al patrimonio representa un gravamen impuesto por el Gobierno colombiano a las entidades cuyo patrimonio neto excede un umbral prescrito a una fecha de medición específica. El impuesto se reconoce como un gasto cuando ocurre el hecho generador y el monto puede estimarse de manera confiable. El pasivo relacionado se mide con base en la tasa impositiva aplicada al patrimonio neto gravable, considerando la legislación fiscal promulgada o sustancialmente promulgada a la fecha de presentación. El impuesto al patrimonio se reconoce en el resultado del ejercicio y no se incluye en el gasto por impuesto a las ganancias a menos que lo requiera la legislación fiscal aplicable (véase la Nota 20 - Otros Gastos).

Normas Emitidas pero aún no Vigentes

i) NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros
medidas de desempeño definidas ("MPM") y requisitos adicionales con respecto a la agregación y desagregación de cierta información. Se espera que la nueva guía mejore la utilidad de la información presentada y revelada en los estados financieros de las compañías. La NIIF 18 será efectiva para los periodos de información anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose la adopción anticipada, y debe adoptarse sobre una base retrospectiva.

Parex actualmente está evaluando el impacto de esta nueva norma contable NIIF en sus estados financieros consolidados. A lo largo de 2026, Parex evaluará los cambios en los sistemas, redactará y finalizará los estados financieros para cuantificar el impacto de los cambios, las MPM y las revelaciones relacionadas antes de la fecha efectiva de 2027.

Estimaciones Contables Significativas

La preparación de estados financieros consolidados de acuerdo con las NIIF requiere que la gerencia realice juicios, supuestos y estimaciones significativas que afectan los resultados financieros de la Compañía. Consulte la nota 2 de los estados financieros consolidados auditados para obtener un resumen de las estimaciones contables significativas aplicadas por la Compañía.

DIRECTORES

Glenn McNamara
Presidente de la Junta

Lynn Azar

Alberto Consuegra

Sigmund Cornelius

Mona Jasinski

Jeff Lawson

G.R (Bob) MacDougall

Imad Mohsen

Carmen Sylvain

FUNCIONARIOS Y EJECUTIVOS SENIOR

Imad Mohsen
Presidente y Director Ejecutivo

Daniel Ferreiro
Presidente y Gerente de País, Parex Resources (Colombia) AG Sucursal

Cameron Grainger
Director Financiero

Eric Furlan
Director de Operaciones

Mike Kruchten
Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa

Joshua Share
Vicepresidente Senior, Servicios Corporativos

Katie Bernard
Vicepresidente Senior, Nuevos Negocios

SEDE CORPORATIVA

Parex Resources Inc.
2700, Eighth Avenue Place, West Tower 585 8 Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canadá T2P 1G1

Tel.: 403-265-4800
Fax: 403-265-8216

OFICINAS OPERATIVAS

Parex Resources (Colombia) AG Sucursal
Calle 113 No. 7-21, Of. 611, Edificio Teleport, Torre A Bogotá, Colombia

Tel.: +57 (601) 841-8457

AUDITORES

PricewaterhouseCoopers LLP
Calgary, Alberta

ASESOR LEGAL

Norton Rose Fulbright
Calgary, Alberta

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADOR

Odyssey Trust Company
Calgary, Alberta

EVALUADORES DE RESERVAS

GLJ Ltd.
Calgary, Alberta

RELACIONES CON INVERSIONISTAS

Michael Kruchten
Vicepresidente Senior, Mercados de Capital y Planificación Corporativa

Tel.: 403-517-1733

Steven Eirich
Asesor Senior de Relaciones con Inversionistas y Comunicaciones

Tel.: 587-293-3286

Correo electrónico: investor.relations@parexresources.com
Sitio web: www.parexresources.com

ABREVIATURAS

Petróleo y Líquidos de Gas Natural

bbl(s)	barril(es)
mbbls	miles de barriles
bbl(s)/d o bopd	barril(es) de petróleo por día
BOE o boe	barril de petróleo equivalente, utilizando el factor de conversión de 6 Mcf: 1 bbl
boe/d	barriles de petróleo equivalente por día
mcf	mil pies cúbicos
mcf/d	mil pies cúbicos por día

Otros

WTI	West Texas Intermediate
Brent	Brent Ice
FFO	Flujo de fondos generado por las operaciones