



## **MANUAL DEL TRANSPORTADOR**

**24 de Junio de 2022**

## INDICE DE CONTENIDO

ARTICULO 1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN .....	3
ARTICULO 2. DEFINICIONES .....	4
ARTICULO 3. DESCRIPCIÓN DEL OLEODUCTO .....	13
ARTICULO 4. OBLIGACIONES DE LAS PARTES RESPECTO DEL SERVICIO DE TRANSPORTE .....	13
ARTICULO 5. PLAN DE TRANSPORTE, PROCESO DE NOMINACIÓN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE .....	14
ARTICULO 6. ENTREGA Y RETIRO DEL CRUDO .....	20
ARTICULO 8. CAMBIOS SOBRE LA CAPACIDAD EFECTIVA .....	23
ARTICULO 9. CESIONES DE CAPACIDAD .....	25
ARTICULO 10. REQUISITOS DE CALIDAD .....	26
ARTICULO 11. LLENO DE OLEODUCTO .....	27
ARTICULO 12. DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD .....	27
ARTICULO 13. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CANTIDAD Y CALIDAD .....	29
ARTICULO 14. MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO .....	30
ARTICULO 15. ASEGURAMIENTO METROLOGICO DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y ESTÁNDARES APLICABLES .....	31
ARTICULO 16. CONDICIONES DE TRANSPORTE .....	33
ARTICULO 17. RESPONSABILIDAD DEL TRANSPORTADOR .....	34
ARTICULO 18. ATENCIÓN DE RECLAMACIONES (PQR's) .....	35
ARTICULO 19. CRUDO AFECTADO POR GRAVAMEN, LITIGIO O RECLAMO .....	35
ARTICULO 20. SOLICITUDES DE CONEXIÓN Y AMPLIACIÓN .....	35
ARTICULO 21. PROCEDIMIENTOS DE COORDINACIÓN DE OPERACIONES, ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL, COMUNICACIONES Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS .....	38
ARTICULO 22. BOLETÍN DEL TRANSPORTADOR POR OLEODUCTO (BTO) .....	39
ARTICULO 23. MODIFICACIÓN .....	40
ARTICULO 24. RESOLUCION DE CONTROVERSIAS .....	40
ARTICULO 25. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE .....	41
ANEXO 1 - DESCRIPCIÓN DE LOS OLEODUCTOS .....	42
OLEODUCTO ODA .....	42
ANEXO 2 - ESPECIFICACIONES DE CALIDAD MÍNIMAS .....	48
ANEXO 3 - ESTRUCTURA DE OPERACIÓN .....	50
ANEXO 4 - NORMAS Y ESTÁNDARES DE MEDICIÓN APLICABLES .....	51
ANEXO 5 - PROCEDIMIENTO PARA ELABORACIÓN DE BALANCES VOLUMÉTRICOS .....	52

## ARTICULO 1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

El objeto de este Manual del Transportador es establecer las condiciones generales aplicables a los Oleoductos, en los cuales PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG SUCURSAL (en adelante "PAREX"), en su condición de Operador de los mismos y de acuerdo con la definición establecida en la Resolución 72145 de 2014, ostenta la calidad de Transportador. La actividad de transporte de crudo será realizada por parte del Transportador con independencia de otras actividades que ejecute y dando el mismo tratamiento a todos los Remitentes o Terceros, en concordancia con lo establecido en la Resolución 72145 de 2014 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan.

### 1.1. Alcance:

El alcance del presente Manual incluye los siguientes Oleoductos operados por Parex:

- Oleoducto del Sur del Casanare – "ODESCA"
- Oleoducto Arauca - Banadía – "ODA"

### 1.2. Determinación de Uso:

Por la naturaleza del servicio al cual están destinados los Oleoductos y conforme a lo establecido en el Código de Petróleos y las resoluciones emitidas por el MME bajo las cuales se regula el transporte de crudo por oleoductos en Colombia, los Oleoductos ODESCA y ODA son de uso privado.

### 1.3. Vigencia:

El presente Manual estará vigente a partir del día 24 de junio de 2022.

### 1.4. Componentes del Manual:

Los siguientes documentos o anexos hacen parte integral del presente Manual y, por tanto, cualquier referencia al Manual debe entenderse que los comprende y que no es limitante en cuanto a cambios en actualizaciones y/o cambios normativos:

- ANEXO 1: Descripción de Oleoducto.
- ANEXO 2: Especificaciones de Calidad Mínimas.
- ANEXO 3: Estructura de Operación.
- ANEXO 4: Normas y Estándares de Medición Aplicables.
- ANEXO 5: Procedimiento para Elaboración de Balances Volumétricos
- ANEXO 6: Manual de Medición.

### 1.5. Excepciones:

Este Manual no contempla las reglas correspondientes a la operación de instalaciones distintas a los Oleoductos, tales como las instalaciones de mezcla, dilución y/o descargaderos para carrotanques, ya que este tipo de operaciones se encuentran por fuera del alcance de la Resolución 72145 de 2014.

## ARTICULO 2. DEFINICIONES

Los términos y expresiones aquí relacionados tendrán el significado que se les asigna en este Manual y serán aplicables tanto para el singular como el plural y los términos definidos en masculino, femenino o neutros incluirán todos los géneros.

- 2.1. Afiliada:** Significa, respecto de cualquier persona: (i) cualquier otra persona que se encuentre Controlada directa o indirectamente por la primera persona, (ii) el Controlante de la primera persona, o (iii) una persona sujeta al Control común con la primera persona.
- 2.2. Agente:** significa cualquier persona natural o jurídica, pública o privada, entre las cuales se celebran Contratos de Transporte para la prestación del servicio de transporte de Crudo por el Oleoducto. Se entienden como agentes los Remitentes y el Transportador.
- 2.3. Agua y Sedimento:** significa todo material que coexiste con el Crudo sin ser parte de este.
- 2.4. Ajustes por CVC:** Ajustes volumétricos que se realizan en los Balances Volumétricos, en cada Mes de Operación, a los volúmenes de cada Remitente de acuerdo con la distribución resultante de aplicar el procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad.
- 2.5. ANH:** Significa la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- 2.6. Año Calendario:** Significa el período que comienza a las 00:00:01 horas del 1 de enero de cada año y culmina a las 24:00:00 horas del 31 de diciembre del mismo año, siempre refiriéndose a la hora colombiana que, de acuerdo con las leyes de la República de Colombia, le corresponde mantener, coordinar y difundir al Instituto Nacional de Metrología de la República de Colombia (o a la autoridad estatal que la reemplace o sustituya en el ejercicio de tales funciones y competencias públicas).
- 2.7. Año Tarifario:** significa el período comprendido entre el 1° de julio al 30 de junio del año calendario. Se entiende también por año tarifario el periodo comprendido entre la fecha de inicio de operación de un trayecto por primera vez, según el acto administrativo de inicio de operaciones o la fecha de inicio de una revisión tarifaria extemporánea, y el 30 de junio siguiente.
- 2.8. API:** Significa, según el contexto en que se emplee: (i) por sus siglas en inglés, "American Petroleum Institute" o en su traducción al castellano, "Instituto Americano del Petróleo", o (ii) unidad de medida de densidad, conocida internacionalmente como una de las propiedades de venta de crudos, que se define mediante la fórmula:  $API = (141.5/GE@60^{\circ}F) - 131.5$ , donde GE se define como Gravedad Específica.
- 2.9. ASSAY:** Significa la prueba de laboratorio para determinar las características físicas y químicas de un Crudo simulando una destilación en el ámbito industrial.
- 2.10. ASTM:** Significa por sus siglas en inglés, "American Society for Testing Materials" o en su traducción al castellano, "Sociedad Americana para Prueba de Materiales".

- 2.11. Aviso Provisional:** Significa la notificación que el Transportador dará al Remitente sobre su intención de retirar y disponer del Crudo del Remitente para pagar sumas a favor del Transportador y a cargo del Remitente y/o para evitar afectaciones operativas en el Oleoducto, conforme lo establecido en el Contrato de Transporte correspondiente.
- 2.12. Balance Volumétrico:** Significa el balance de las operaciones mensuales que elabora el Transportador al finalizar cada Mes de Operación, con el objeto de registrar las distintas cantidades y calidades de los crudos recibidos y entregados, que se manejan en el Oleoducto, así como la determinación y distribución de las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables, junto con los Ajustes por CVC, cuando estos últimos apliquen.
- 2.13. Barril:** Significa la unidad de volumen para hidrocarburos igual a 42 galones americanos o 9702,0 pulgadas cúbicas.
- 2.14. BOPD:** Significa la unidad de medida del volumen de Crudo expresado en Barriles de crudo producidos por día o en inglés “barrels of oil per day”.
- 2.15. Boletín de Transporte por Oleoducto o BTO:** Significa la página Web de acceso público en la que el Transportador pone a disposición de los Agentes y demás interesados, la información que se indica en el Artículo 8° de la mencionada resolución.
- 2.16. Calendario de Nominación:** Significa el calendario que el Transportador debe publicar de forma mensual, con el objetivo de fijar las etapas y períodos del proceso de nominación del Servicio de Transporte, conforme lo establecido en el numeral 5.2. de este Manual.
- 2.17. Calidad del crudo:** Significa las propiedades físicas y químicas del Crudo y sus Mezclas, que se transportan por el Oleoducto.
- 2.18. Capacidad Contratada:** Significa aquella parte de la Capacidad Efectiva expresada en BOPD, que se ha comprometido mediante Contratos de Transporte entre el Transportador y los Remitentes, para un período determinado.
- 2.19. Capacidad del Derecho de Preferencia:** Significa para un período determinado, aquella parte de la Capacidad Efectiva, expresada en BOPD, a la cual tiene derecho la Nación, a través de la ANH, o quien haga sus veces, para transportar sus crudos correspondientes al Derecho de Preferencia.
- 2.20. Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora:** Significa la capacidad máxima de transporte de Crudo, expresada en BOPD, prevista para el Oleoducto en un período determinado, con base en las propiedades físico-químicas promedio que afecten la fluidez de las mezclas de Crudos que se van a transportar y las especificaciones operacionales de los equipos y tuberías instalados en el Oleoducto.
- 2.21. Capacidad del Propietario:** Significa, para un período determinado, aquella parte de la Capacidad Efectiva, expresada en BOPD, a la cual tiene derecho un productor de crudo como

propietario del Oleoducto de uso privado, en función de su participación en los derechos de este Oleoducto.

- 2.22. Capacidad Efectiva:** Significa la capacidad máxima de transporte promedio, expresada en BOPD, de la cual se podrá disponer efectivamente para el transporte de Crudo en el Oleoducto para un período determinado. Se calcula como el producto de la Capacidad de Diseño por el Factor de Servicio.
- 2.23. Capacidad Liberada:** Significa en un Mes de Operación, la porción de la Capacidad Contratada y/o de la Capacidad del Propietario, expresada en BOPD, que Remitentes o Propietarios respectivamente, están dispuestos a, o han acordado, ceder en el Mercado Secundario.
- 2.24. Capacidad Nominada:** Significa el volumen de Crudo, expresado en BOPD, que según comunicación del Remitente enviada al Transportador en el respectivo Mes de Nominación y de acuerdo con los procedimientos señalados en el presente Manual, el Remitente solicita que se transporte por el Oleoducto en un Mes de Operación.
- 2.25. Capacidad Operativa Adicional:** Significa el aumento en la Capacidad Efectiva, expresado en BOPD, que el Transportador pueda generar en un Mes de Operación, a través de la utilización de un mejorador de flujo o algún otro tipo de ajuste operacional, como se regula en el artículo 7 de este Manual.
- 2.26. Capacidad Programada:** Significa la porción de la Capacidad Efectiva del Oleoducto, expresada en BOPD, que el Transportador asigna a cada Remitente solicitante del Servicio de Transporte en un Mes de Operación, y sobre la cual el Transportador tiene la obligación de prestar el Servicio de Transporte en el Oleoducto y el Remitente y/o Tercero tiene la obligación de entregar en el Punto de Entrada y retirar en el Punto de Salida, de acuerdo con el procedimiento establecido en el presente Manual.
- 2.27. Capacidad Sobrante:** Significa la capacidad para cada Mes de Operación, expresada en BOPD, que resulta de restarle a la Capacidad Efectiva: (a) la Capacidad del Derecho de Preferencia asignada en el Programa de Transporte; (b) la Capacidad del Propietario asignada en el Programa de Transporte; (c) la Capacidad Contratada asignada en el Programa de Transporte. La Capacidad Sobrante estará disponible para que Terceros y Remitentes puedan acceder a dicha capacidad conforme el procedimiento establecido en el presente Manual.
- 2.28. Cesionario:** Significa el Tercero que recibe, en cesión parcial o total de un Remitente cedente, los derechos de capacidad o la posición contractual de este último, respectivamente.
- 2.29. Compensación Volumétrica por Calidad o CVC:** Es un procedimiento que permite compensar en volumen las variaciones de calidad que se generan entre el Crudo Entregado para su transporte en el Punto de Entrada y el Crudo Retirado en el Punto de Salida, como consecuencia de la mezcla de diferentes Crudos en una misma corriente para su transporte. Este procedimiento se describe en el ANEXO 5 del presente Manual.
- 2.30. Condiciones Estándar:** Significan las condiciones de cualquier naturaleza promedio o típicas

fijadas por el Transportador, respecto de las cuales el Transportador determinará las Condiciones Monetarias a aplicar.

- 2.31. Condiciones Estándar Fluidos:** Corresponden a la temperatura de quince grados y cincuenta y seis centésimas de grados Celsius (15,56 °C), equivalente a sesenta grados Fahrenheit (60°F); y a la presión de ciento un mil trescientos veinticinco pascales en unidades de presión absoluta (101.325 Pa), equivalentes a catorce coma seiscientos noventa y seis libras por pulgada cuadrada absoluta (14,696 psia), para hidrocarburos líquidos.
- 2.32. Condiciones Monetarias:** Significan los sobrecargos y/o descuentos que aplicarán sobre la Tarifa por Trayecto del Oleoducto y que se encuentran publicadas en el BTO, calculadas sobre las Condiciones Estándar.
- 2.33. Conexión:** Significa la instalación que permite la Entrega de Crudo al Oleoducto y/o el Recibo de Crudo desde el Oleoducto.
- 2.34. Contrato de Transporte:** Significa el acuerdo de voluntades suscrito entre el Transportador y un Remitente, mediante el cual el Transportador se compromete con el Remitente a cambio de un precio, a transportar un determinado volumen de Crudo en un plazo fijado, desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida.
- 2.35. Controversia:** Significa toda diferencia que surja entre dos o más Agentes que guarde cualquier relación con el Manual, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 25 del presente Manual.
- 2.36. Coordinación de Operaciones:** Significa el conjunto de actividades que ejecuta el Transportador para controlar el desarrollo del Programa de Transporte y procurar su cumplimiento.
- 2.37. Crudo:** Significa Petróleo, conforme a su definición en el Artículo 1º del Código de Petróleos, que existe en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquido a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie. Para efectos de lo dispuesto en este Manual, a menos que el contexto indique lo contrario, cualquier referencia a Crudo se entenderá que se hace extensivo al Crudo a Transportar.
- 2.38. Crudo a Transportar:** Con base en la definición establecida en la Res. 72145 de 2014, significan los Crudos Fiscalizados que se Entregan al Oleoducto para su transporte, los cuales deben cumplir con las especificaciones mínimas de Calidad del Crudo. En esta categoría se incluyen los Crudos Fiscalizados segregados, como los mezclados entre ellos, pudiendo en ambos casos estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de viabilizar su transporte, tales como Diluyentes y/o Mejoradores de Flujo.
- 2.39. Crudo Fiscalizado:** Con base en la definición establecida en la Res. 72145 de 2014, significa el Crudo tratado, deshidratado, desgasificado, drenado, reposado, estabilizado y medido en las instalaciones de fiscalización y aprobado por el MME, o quien haga sus veces.
- 2.40. Derecho de Preferencia:** Con base en la definición establecida en la Res. 72145 de 2014, significa la facultad que tiene el Gobierno Nacional y que ejerce a través de la Agencia Nacional

de Hidrocarburos, (ANH), o quien haga sus veces, sobre la capacidad del Oleoducto a la cual se refiere el artículo 196 del Código de Petróleos como aquella con la cual se ha calculado y construido según sus características, en concordancia con el artículo 45 ídem, y que corresponde para el Oleoducto (por ser de uso privado) al Crudo procedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el Oleoducto. El Derecho de Preferencia será hasta del 20% de la Capacidad de Diseño.

- 2.41. Día:** Significa el período de 24 horas que comienza a las 00:00:01 de un día y termina a las 24:00 del mismo día, siempre refiriéndose a la hora colombiana.
- 2.42. Día Hábil:** Significa cualquier día, distinto de los sábados, domingos y demás días en los que la generalidad de las instituciones financieras no están obligadas a abrir sus puertas en Bogotá D.C., República de Colombia.
- 2.43. Entrega (y los términos derivados):** Significa el acto por medio del cual se transfiere al Transportador la custodia del Crudo a Transportar del Remitente o de un Tercero, en cualquier Punto de Entrada, para ser transportado por el Oleoducto.
- 2.44. Especificaciones de Calidad:** Significa el conjunto de características fisicoquímicas que tiene un fluido, Crudo o sus Mezclas, que se refieren, entre otras, a Viscosidad Cinemática, gravedad API, Gravedad Específica, porcentaje en peso de azufre, punto de fluidez, punto de nube, acidez, presión de vapor, porcentaje en volumen de agua, porcentaje en peso de sedimentos y contenido de sal.
- 2.45. Estación Arauca:** Significa las instalaciones Operadas por el Transportador, ubicadas en el Bloque LLA-38, en jurisdicción del municipio de Saravena, Departamento de Arauca, en donde inicia el ODA.
- 2.46. Estación Banadía:** Significa las instalaciones Operadas por CENIT, ubicadas en el Municipio de Saravena, Departamento de Arauca, en donde finaliza el ODA.
- 2.47. Estación Jacana:** Significa las instalaciones del Oleoducto del Casanare - ODCA, ubicadas en el Campo Jacana, en jurisdicción del municipio de Villanueva, Departamento del Casanare, en donde finaliza el ODESCA.
- 2.48. Estación Kitaro:** Significa las instalaciones Operadas por el Transportador, ubicadas en el Bloque Cabrestero, en jurisdicción del municipio de Villanueva, Departamento del Casanare, en donde inicia el ODESCA.
- 2.49. Evento Justificado:** Significa cualquiera de los siguientes eventos, pero sin limitarse a los aquí incluidos, con independencia de que los mismos reúnan los requisitos previstos bajo la ley aplicable para configurarse como eventos eximentes de responsabilidad (incluyendo pero sin limitarse a los requisitos de la causa extraña): (i) actos de la naturaleza, incluyendo epidemias, deslizamientos de tierra, huracanes, inundaciones, avalanchas, rayos, terremotos, incendios, maremotos, naufragios o desastres; (ii) actos o ausencia de actos de una autoridad estatal sobre las actividades de producción, tratamiento, recolección, transporte, almacenamiento,

distribución, manejo y compraventa de Crudo; (iii) actos de desorden civil o amenaza grave plenamente demostrada (los cuales incluyen pero sin limitarse a guerras, bloqueos, insurrecciones, motines, paros y protestas en masa); (iv) acciones de las fuerzas militares; (v) ataques, sabotajes terroristas o guerrilleros o las alteraciones al orden público; (vi) actos malintencionados de terceros ajenos al control y manejo directo del Transportador; o (vii) vicio propio o inherente al Crudo.

- 2.50. Factor de Servicio:** Significa el porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad de Diseño, calculado para un período determinado, debido a las posibles restricciones operacionales y de mantenimiento tanto del Oleoducto como de sus instalaciones conexas y complementarias, en el que se debe tener en cuenta entre otros, los efectos de la no disponibilidad de equipos mecánicos, los programas de mantenimiento de línea, el factor de bacheo, la disponibilidad de facilidades de almacenamiento y trasiego en los Puntos de Entrada y los Puntos de Salida, la programación de Entregas y Retiros en los Puntos de Entrada y los Puntos de Salida, la disponibilidad y capacidad de los oleoductos y demás instalaciones de retiro y recibo del Crudo conectados al Oleoducto y el número de Días del período considerado.
- 2.51. Gravedad Específica:** Significa la relación entre la densidad de una sustancia y la densidad del agua.
- 2.52. Lleno del Oleoducto o Lleno de Línea:** Significa el volumen de crudo necesario para llenar las tuberías del Oleoducto, los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento que sirvan al Oleoducto, así como todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y medición.
- 2.53. Manual del Transportador o Manual:** Significa el presente documento, en el cual consta la información y los procedimientos operacionales y administrativos del Transportador.
- 2.54. Medición:** Conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar el valor de una magnitud física (presión, temperatura, flujo, etc.).
- 2.55. Medición Dinámica:** Determinación de la magnitud másica o volumétrica de un hidrocarburo líquido, determinado por medio de equipos o dispositivos, los cuales determinan estas magnitudes en un proceso bajo condiciones dinámicas o de continuo movimiento del líquido, cumpliendo con las normas API.
- 2.56. Medición Estática:** Determinación de la magnitud másica o volumétrica de un hidrocarburo líquido, donde este líquido está en completo reposo o aquietamiento para su Medición en un tanque de almacenamiento el cual tiene una tabla de aforo que cumple con las normas API.
- 2.57. Mejorador de Flujo:** Significa un agente químico que puede modificar el régimen de flujo del Oleoducto mediante la reducción de las pérdidas por fricción, permitiendo así incrementar el caudal con el mismo consumo de energía, o alternatively mantener el mismo caudal con menor consumo de energía.
- 2.58. Mejores Prácticas:** Significan aquellas prácticas usual y comúnmente observadas y aplicadas por empresas transportadoras de crudo por oleoducto de condiciones similares al Oleoducto.

- 2.59. Mercado Secundario:** Significan las transacciones de cesión parcial o total, que realizan los Remitentes a otros Remitentes y/o Terceros, sobre los derechos de capacidad acordados en los Contratos de Transporte o de su posición contractual.
- 2.60. Mes Calendario:** Significa el período de tiempo que comienza a las 00:00:01 horas del primer Día de un mes y termina a las 24:00 horas del último Día del mismo mes gregoriano.
- 2.61. Mes de Nominación:** Significa el Mes Calendario en el que se realiza el proceso de Nominación, el cual corresponde al segundo Mes Calendario anterior al Mes de Operación.
- 2.62. Mes de Operación:** Significa el Mes Calendario durante el cual el Transportador ejecuta el Programa de Transporte.
- 2.63. Mezcla:** Significa los Crudos Fiscalizados de los Remitentes que se mezclan entre ellos para su transporte y que pueden estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su transporte (ejemplo: Diluyentes como naftas, gasolina natural, crudos livianos, entre otros).
- 2.64. MME:** Ministerio de Minas y Energía.
- 2.65. Nodo de Entrada:** Significa el conjunto de instalaciones ubicado en un área geográfica determinada donde el Remitente y/o Tercero entrega el Crudo a Transportar y en el cual se inicia un Trayecto.
- 2.66. Nodo de Salida:** Significa el conjunto de instalaciones ubicado en un área geográfica determinada donde el Remitente y/o Tercero retira el Crudo y en el cual termina un Trayecto.
- 2.67. Nominación (y los términos derivados):** Significa la solicitud formal del Servicio de Transporte de cada Remitente o Tercero para el Mes de Operación, en los términos indicados en el numeral 5.2. de este Manual.
- 2.68. ODA:** Significa el Oleoducto Arauca - Banadía
- 2.69. ODESCA:** Significa el Oleoducto del Sur del Casanare
- 2.70. Oleoducto:** Significa cada uno de los oleoductos operados por PAREX, que se relacionan en el numeral 1.1 del presente Manual, incluyendo todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de Crudo desde los Nodos de Entrada hasta los Nodos de Salida, incluyendo entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control, los tanques y todos los equipos accesorios que se usan para la operación de los mismos.
- 2.71. Operador:** Significa el Transportador o la persona natural o jurídica designada por los propietarios del Oleoducto, que ejecutar las labores de operación del Oleoducto.
- 2.72. Partes:** Significa el Transportador y el Remitente, o sus cesionarios, según sea el caso, que hacen parte de un Contrato de Transporte.

- 2.73. Partes en Disputa:** Significa los Agentes entre los cuales surja una Controversia.
- 2.74. Pérdidas Identificables:** Significa cualquier pérdida de Crudo, cuyo origen y causa directa han sido determinados por el Transportador, y cuya cantidad es establecida mediante medición directa, inferida mediante método matemático o estimada de forma razonable y que es atribuible a eventos tales como roturas, escapes en los equipos, derrames, atentados, hurtos, fuerza mayor o caso fortuito y en general a cualquier Evento Justificado.
- 2.75. Pérdidas No Identificables:** Significa cualquier pérdida normal que no sea una Pérdida Identificable (tales como, pero sin limitarse a, aquellas inherentes a la operación de transporte que corresponden entre otros, a contracciones volumétricas por efecto de la mezcla, evaporación, precisión y sensibilidad de los instrumentos de medición y drenajes).
- 2.76. Plan de Transporte:** Significa la proyección de los volúmenes que se van a transportar por el Oleoducto, con base en la Capacidad Contratada, la Capacidad del Derecho de Preferencia y la Capacidad del Propietario para el mediano (1 año) y largo plazo (5 años), sobre la cual se estima la Capacidad Sobrante del Oleoducto.
- 2.77. Programa de Transporte o Programa:** Significa el programa de operaciones de transporte del Oleoducto en el que el Transportador comunica a Remitentes y Terceros: (i) para cada Mes de Operación, el volumen, Punto de Entrada, Punto de Salida y otras especificaciones bajo las cuales el respectivo Remitente o Tercero queda obligado para cada Día de ese Mes de Operación; y (ii) para los 5 meses siguientes a cada Mes de Operación, los volúmenes estimados de entrada y salida, con base en el ciclo de nominación de transporte.
- 2.78. Propietario:** Significan para cada Oleoducto, las empresas propietarias de cada uno de ellos, a quienes el Gobierno les permite beneficiar los mismos para su uso exclusivo y el de sus Afiliadas, conforme el artículo 45 del Código de Petróleos.
- 2.79. Punto de Entrada:** Significa el punto exacto del Oleoducto ubicado en el Nodo de Entrada, en el cual el Transportador asume la custodia del Crudo entregado por el Remitente o Tercero y el cual se debe especificar en el Contrato de Transporte.
- 2.80. Punto de Salida:** Significa el punto exacto del Oleoducto ubicado en el Nodo de Salida, en el cual el Remitente o Tercero efectúa el Retiro del Crudo y cesa la custodia del (los) mismo(s) por parte del Transportador y el cual se debe especificar en el Contrato de Transporte.
- 2.81. Remitente:** Significa la Parte que contrata el Servicio de Transporte con el Transportador. Entre los Remitentes se encuentra la ANH o quien haga sus veces y el (los) Propietario(s) a quienes se les asigna capacidad para transporte en el Mes de Operación.
- 2.82. Res. 72145 de 2014:** Significa la Resolución No. 72145 del 07 de mayo de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, "por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto".

- 2.83. Res. 72146 de 2014:** Significa la Resolución No. 72146 del 07 de mayo de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, “por la cual se establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudos por oleoductos”.
- 2.84. Retiro (y los términos derivados):** Significa el acto por medio del cual el Remitente recibe y retira del Oleoducto un volumen de Crudo, que el Transportador a puesto a disposición del Remitente en un Punto de Salida, transfiriendo la custodia del mismo al Remitente.
- 2.85. Retiro en Defecto:** Significa el volumen de Crudo que un Remitente no ha Retirado de acuerdo con el Programa de Transporte.
- 2.86. Servicio de Transporte:** Significa el servicio público de transporte de Crudo a Transportar por el Oleoducto o un Trayecto de éste.
- 2.87. Sistema de Medición Dinámica:** Significa el conjunto de equipos e instrumentos que permiten al Transportador realizar la Medición Dinámica.
- 2.88. Sistema de Medición Estática:** Significa el conjunto de equipos e instrumentos que permiten al Transportador realizar la Medición Estática.
- 2.89. Tarifa de Transporte o Tarifa:** Significa el precio por Barril, que cobra el Transportador a los Remitentes y/o Terceros por el Servicio de Transporte por el Oleoducto o un Trayecto de éste, conforme con lo establecido en los Contratos de Transporte. Sobre esta tarifa aplicarán las Condiciones Monetarias.
- 2.90. Tercero:** Significa la persona que solicita al Transportador la prestación del Servicio de Transporte, mediante (i) su participación en el proceso de Nominación establecido en el numeral 5.2. de este Manual, sometiéndose a la condición de que exista Capacidad Sobrante; o (ii) el Cesionario que mediante una Cesión reglamentada en el Artículo 7 del Manual, tramita y adquiere Capacidad Liberada.
- 2.91. Transferencia en Custodia:** Proceso por cuya ocurrencia se entiende que la tenencia del Crudo pasa de una persona a otra, bien porque pase del Remitente –o su agente o representante- al Transportador, o viceversa.
- 2.92. Transportador:** Significa el Operador del Oleoducto, quien presta el Servicio de Transporte de Crudo bajo los términos de la Res. 72145 de mayo 7 de 2014 del MME y sus modificaciones.
- 2.93. Trayecto:** Significa la parte del Oleoducto, comprendida entre dos Nodos sin importar si son de Entrada o de Salida y que debe tener una Tarifa.
- 2.94. Volumen de Crudo Bruto:** Volumen de Crudo medido a las condiciones existentes de presión y temperatura en el Punto de Entrada. Se expresa en barriles.
- 2.95. Volumen de Crudo Bruto a 60,0 °F:** Volumen Bruto de Crudo corregido a condiciones estándar de temperatura de 60,0 °F y 14,7 libras por pulgada cuadrada absolutas (psia) de presión. Se

expresa en barriles.

- 2.96. Volumen Transportado:** Corresponde al Volumen de Crudo Bruto a 60,0 °F Entregado por el Remitente al Transportador en el punto de entrada para su transporte por el Oleoducto. Se expresa en barriles.

### ARTICULO 3. DESCRIPCIÓN DEL OLEODUCTO

#### 3.1. Oleoducto ODESCA

El Oleoducto ODESCA tiene una longitud aproximada de 11 km, en tubería de 6", inicia en la Estación Kitaro y finaliza en la Estación Jacana.

- Nodo de entrada: Brida de entrada de la trampa aguas abajo de los tanques de almacenamiento y fiscalización ubicados en la Estación Kitaro.
- Nodo de salida: Brida de salida de la trampa de la Unidad LACT ubicada en la Estación Jacana.

La descripción del Oleoducto ODESCA y su esquema de operación se presentan en el ANEXO 1.

#### 3.2. Oleoducto ODA

El Oleoducto ODA tiene una longitud aproximada de 5 km, en tubería de 3 ½", inicia en Campo Arauca y finaliza en la Estación Banadía.

- Nodo de entrada: Brida que conecta la trampa de despacho aguas abajo de los tanques de almacenamiento y fiscalización ubicados en Campo Arauca.
- Nodo de salida: Brida ubicada aguas abajo del sistema de filtros del Oleoducto ODA, ubicados en la Estación Banadía.

La descripción del Oleoducto ODA y su esquema de operación se presentan en el ANEXO 1.

### ARTICULO 4. OBLIGACIONES DE LAS PARTES RESPECTO DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

Son Obligaciones de las Partes respecto del servicio de transporte de Crudo:

- 4.1. Las contenidas en el respectivo Contrato de Transporte; la legislación aplicable incluido el Código de Petróleos, la Res. 72145 de 2014 y la Res. 72146 de 2014, o aquella que las modifique, adicione o sustituya, y de manera particular las contenidas en el presente Manual.

En caso de contradicción, prevalecerán las respectivas disposiciones así:

- i. Las disposiciones legales que regulen el transporte de crudo por oleoducto.
- ii. Los Contratos de Transporte.
- iii. El presente Manual.

- 4.2. Aceptar lo contenido en el presente Manual, al igual que sus alcances relacionados con las actividades del Transportador.

#### **ARTICULO 5. PLAN DE TRANSPORTE, PROCESO DE NOMINACIÓN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE**

A continuación se definen cada una de las actividades necesarias para la elaboración del Plan de Transporte, sin embargo, dichas actividades no son limitantes sobre posibles modificaciones:

##### **5.1. Plan de Transporte:**

###### **5.1.1. Proyecciones:**

El Transportador, antes de finalizar cada Año Tarifario, preparará el Plan de Transporte con una proyección de los volúmenes de Crudo a Transportar (BOPD), por lo menos para los cinco (5) Años Calendario siguientes, expresado en promedios mensuales para el primer año y en promedios anuales para los siguientes años, por tipo de Crudo a transportar. Con base en el Plan de Transporte, el Transportador estimará la Capacidad Sobrante que podrá ser utilizada para el transporte de Crudo de Terceros para los mismos periodos. Toda la información anterior, así como la Capacidad Efectiva, estará disponible para consulta en el BTO y tendrá el carácter exclusivo de informativa, soportada en tendencias y estimaciones y no deberán ser entendidas como vinculante para las Partes, Agentes o interesados bajo ningún aspecto o naturaleza. El Transportador no asume ningún tipo de responsabilidad ni riesgo en relación con el Plan de Transporte publicado, ni con el uso que cualquier persona haga del mismo.

###### **5.1.2. Procedimiento para envío de Proyecciones:**

- 5.1.2.1. El primer Día Hábil del mes de marzo de cada año, el Transportador publicará en el BTO la Capacidad Efectiva de cada Oleoducto, estimada para los cinco (5) Años Calendario siguientes y solicitará a los Remitentes la proyección de los volúmenes a transportar para cada Oleoducto para este mismo período.
- 5.1.2.2. Dentro de los primeros 15 días calendario del mes de marzo, todos los Remitentes deberán enviar al Transportador la información sobre la proyección de los volúmenes a ser nominados para los cinco (5) años calendario subsiguientes, expresados en BOPD, siguiendo los parámetros descritos a continuación:
- Para el primer año se deberán suministrar los volúmenes por tipo de Crudo a transportar, expresados en BOPD, promedio base mensual y para los años subsiguientes volúmenes promedio base anual.
  - La información deberá incluir como mínimo:
    - (a) Pronóstico del volumen a ser transportado por el Oleoducto, en BOPD a Condiciones Estándar Fluidos.
    - (b) Viscosidad (cSt) a 85 °F, 100 °F y 140 °F.
    - (c) Gravedad API (°API) a 60°F

- (d) Contenido de Azufre (% en peso)
- (e) Contenido de Sal (P.T.B)
- (f) B.S.W (%S&W)
- (g) Punto de Entrada para cada crudo.
- (h) Punto de Salida para cada crudo.
- (i) Punto de fluidez
- (j) Presión de vapor
- (k) Salinidad (PTB)
- (l) Modalidad contractual.
- (m) Assay Tipo II del Crudo (en caso de que el crudo ya se esté produciendo)
- (n) Características del diluyente a utilizar, en caso de que aplique.

5.1.2.3. El Día 15 de cada mes de abril o el Día Hábil antes del mismo, el Transportador publicará el Plan de Transporte consolidado para los cinco (5) Años Calendario siguientes, según la información suministrada por los Remitentes, estableciendo la respectiva Capacidad Sobrante, si existiera, que podrá ser utilizada para el transporte de Crudo de Terceros.

Para el primer año se publicarán los volúmenes promedio mensual y para los años siguientes de volúmenes anuales.

5.1.3. La Capacidad Sobrante informada en el Plan de Transporte corresponde a una estimación y en ningún caso podrá ser interpretada como una renuncia de parte de los Remitentes a su Capacidad del Propietario o a la Capacidad Contratada en firme, de la cual ellos harán uso mes a mes de conformidad con el Proceso de Nominación.

## 5.2. Proceso de Nominación y Programa de Transporte:

### 5.2.1. Priorización en la Asignación de Capacidad en el Proceso de Nominación:

En la elaboración del Programa de Transporte el Transportador asignará la Capacidad Efectiva a los Remitentes y/ o Terceros en concordancia con las siguientes prioridades:

Tabla 1. Orden de Prioridades para el proceso de nominación y asignación de la Capacidad Efectiva de cada Oleoducto

Nominación	Nivel de Priorización
	Oleoducto Uso Privado
Capacidad del Derecho de Preferencia	1°
Capacidad del Propietario	2°
Capacidad Contratada	3°
Capacidad Sobrante	4°

5.2.1.1. Primera: La Nominación de Crudo de regalías de la Nación que provenga de los campos

servidos por el Oleoducto hasta por la Capacidad del Derecho de Preferencia.

5.2.1.2. Segunda: La Nominación de Crudo de los Propietarios de cada Oleoducto respecto de la Capacidad del Propietario, tendrá la siguiente prioridad:

- I. Los Crudos provenientes de los campos correspondientes al bloque de producción servido por el Oleoducto.
- II. Los Crudos provenientes de otros bloques diferentes al bloque de producción servido por el Oleoducto.

5.2.1.3. Tercera: Las Nominaciones de Crudo de Remitentes, distintos a los Propietarios, con Capacidad Contratada.

5.2.1.4. Cuarta: Las Nominaciones de Crudo de Terceros o Remitentes respecto de la Capacidad Sobrante.

#### **5.2.2. Proceso de Nominación:**

Las reglas del proceso de nominación están definidas para que la ANH y/o quién ésta designe, el Propietario, Remitente o Tercero, informen de sus requerimientos o necesidades de transporte por el Oleoducto. Con esta información y las prioridades en la asignación de la capacidad enunciadas en este Manual y las condiciones que hacen parte de los respectivos Contratos de Transporte, se genere un Programa de Transporte para cada Mes de Operación.

Los requerimientos de capacidad para los volúmenes a transportar por el Oleoducto, deberán ser nominados en el Mes de Nominación, de acuerdo con el Calendario de Nominación definido por el Transportador y deberá seguir los siguientes lineamientos:

##### **5.2.2.1. Calendario de Nominaciones:**

- (a) El Transportador publicará mensualmente en el BTO e informará mediante correo electrónico a los Remitentes, el Calendario de Nominación para cada Mes de Nominación.
- (b) El Transportador podrá realizar modificaciones al Calendario de Nominaciones y éstas serán notificadas a los Remitentes por correo electrónico y/o publicadas en el BTO con al menos un (1) día de anticipación al inicio de la(s) fase(s) del Calendario de Nominaciones, objeto de la solicitud de modificación.
- (c) Los Remitentes o Terceros que se encuentran en un proceso de nominación podrán solicitar por escrito la modificación al Calendario de Nominaciones con al menos tres (3) días de antelación a la fecha de inicio de la respectiva fase. En caso de ser aceptada la modificación, el Transportador confirmará mediante comunicación escrita informando los ajustes sobre el Calendario de Nominación.

- (d) Una vez confirmado el Calendario de Nominación, deberá cumplirse.

#### 5.2.2.2. Capacidad Efectiva:

El Transportador publicará en el BTO e informará a los Remitentes, en la fecha establecida para tal efecto en el Calendario de Nominaciones, la Capacidad Efectiva del Oleoducto para el Mes de Operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes.

#### 5.2.2.3. Nominación:

A más tardar en las fechas establecidas para tal efecto por el Transportador en el Calendario de Nominación, los Remitentes y Terceros interesados realizarán su solicitud de transporte (“Nominación”) para el Mes de Operación y los cinco (5) Meses Calendario Sigüientes, de acuerdo con el mecanismo que indique el Transportador.

En ausencia de Nominación para un determinado Mes de Operación, se asume que la Nominación realizada para dicho Mes de Operación en el proceso de Nominación será la misma del mes inmediatamente anterior.

#### 5.2.2.3.1. Requisitos de los Remitentes o Terceros al realizar la Nominación:

Los Remitentes del Oleoducto deberán realizar sus Nominaciones teniendo en cuenta el envío de la siguiente información:

- a) Nombre del Crudo.
- b) Punto de Entrada y el Punto de Salida.
- c) El volumen de Crudo a transportar desde el Punto de Entrada.
- d) Especificaciones de Calidad del Crudo, según ANEXO 2 del presente Manual.
- e) Cualquier otra información que requiera el Transportador en concordancia con las condiciones establecidas por el Transportador en este Manual.

Al realizar la Nominación, el Remitente manifiesta, acepta y/o emite:

- a) Explícita e irrevocable confirmación de aceptación y estricto cumplimiento sin condicionamientos ni reservas a los estipulado en el presente Manual.
- b) Una liberación plena, irrevocable e incondicional de responsabilidad al Transportador motivado por cualquier tipo de negocio realizado por el Remitente o Tercero con respecto a los volúmenes de Crudo aceptados en la Nominación (de derechos o transferencias de la propiedad, cambios o permutas, tenencia, mutuo, u otros) con cualquier persona.

#### 5.2.2.3.2. Asignación o Rechazo de los Volúmenes Nominados:

Asignación: Una vez recibidas las nominaciones, según los plazos del Calendario de Nominaciones, el Transportador publicará en el BTO y notificará mediante correo electrónico a los Remitentes y Terceros, la Capacidad Programada para el Mes de

Operación, de acuerdo con el orden de prioridad de asignación de capacidad definido en el Manual y tentativa para los 5 meses siguientes. Esta Capacidad Programada constituirá el Programa de Transporte.

En aquellos casos en los cuales las nominaciones realizadas en el proceso de Nominación superen la Capacidad Efectiva, el Transportador realizará la asignación de capacidad de acuerdo con las prioridades establecidas en el Manual y realizará asignación a prorrata en el nivel de prioridades en el cual no alcanza a asignar la totalidad del volumen nominado, con base en las nominaciones realizadas para dicho nivel de prioridad.

Cualquier observación de un Remitente o Tercero, respecto a la Capacidad Programada por el Transportador en el proceso de Nominación, podrá ser presentada mediante comunicación escrita, a más tardar cinco (5) Días después de recibida la notificación o publicada en el BTO la Capacidad Programada. Posterior a esta(s) solicitud(es) presentada(s) dentro del plazo establecido, el Transportador analizará cada una de las observaciones presentadas y en caso de ser procedente realizará los ajustes en el Programa de Transporte.

Rechazo: El Transportador podrá rechazar total o parcialmente cualquier Nominación cuando:

A causa del Remitente:

- a) El Remitente se encuentre en incumplimiento frente a sus obligaciones dentro del Contrato de Transporte, de lo estipulado en este Manual o la legislación aplicable.
- b) Cuando el Crudo nominado por el Remitente no cumpla con las Especificaciones de Calidad indicadas en el ANEXO 2 del presente Manual para el Punto de Entrada correspondiente o aquellas particularidades establecidas en el respectivo Contrato de Transporte.
- c) Cuando se evidencie que el Remitente no cuenta con capacidad, instalaciones o contratos en los sistemas independientes aguas abajo del Punto de Salida que no le permitan cumplir con su obligación de Retiro del Crudo.
- d) Cuando el Remitente se encuentre en proceso de liquidación.
- e) Cuando el Remitente incluya en su Nominación Crudo que esté afectado por un litigio o una medida cautelar.
- f) Cuando el Tercero se niegue a suscribir el Contrato de Transporte respectivo o a otorgar las garantías solicitadas por el Transportador.
- g) Cuando el Remitente se encuentre en una situación de pago extemporáneo o no pago de la Tarifa y/o pago sin fondos de respaldo.

- h) Cuando el Remitente realice su Nominación por fuera de los plazos establecidos en el Calendario de Nominación.

En caso de presentarse un Evento Justificado:

El Transportador podrá rechazar una solicitud por cualquier Evento Justificado sin que se considere incumplimiento de sus obligaciones como Transportador.

#### **5.2.2.3.3. Otras Nominaciones - Capacidad Sobrante:**

- (a) Oferta de Capacidad Sobrante: Con base en los plazos definidos en el Calendario de Nominación, y una vez definida la Capacidad Programada para un determinado mes en el proceso de Nominación, el Transportador informará la Capacidad Sobrante disponible para Terceros y Remitentes.
- (b) Nominación sobre Capacidad Sobrante: Tomando como base los tiempos establecidos en el Calendario de Nominación, los Remitentes y Terceros interesados podrán presentar solicitudes al Transportador para el transporte de Crudo haciendo uso de la Capacidad Sobrante, las cuales serán tenidas en cuenta siempre y cuando cumplan con los requisitos contemplados en el presente Manual.

Todas aquellas solicitudes que se presenten, sin cumplir con el lleno de los requisitos contemplados en este Manual, serán susceptibles de rechazo por parte del Transportador, en cuyo caso no existirá obligación ni responsabilidad alguna para asignar y/o prestar el servicio requerido.

- (c) Asignación de la Capacidad Sobrante: Se entenderá que cualquier Nominación sobre la Capacidad Sobrante, realizada por Remitentes y/o Terceros dentro de la fecha indicada por el Transportador estarán bajo el mismo nivel de prelación y sin discriminación alguna para su asignación. Si se presenta excedente en la nominación de la Capacidad Sobrante, se asignará a prorrata según el volumen solicitado por cada uno y hasta la Capacidad Sobrante.

Para Nominaciones presentadas de forma posterior a los tiempos establecidos, éstas podrán ser tenidas en cuenta a criterio del Transportador, si y solo si, una vez asignada la Capacidad Sobrante dentro de su respectivo proceso de Nominación, aún exista capacidad en el Oleoducto.

- (d) La asignación realizada sobre la Capacidad Sobrante será incluida en el respectivo Programa de Transporte.

#### **5.2.3. Programa de Transporte:**

Las Nominaciones aprobadas a los Remitentes y/o Terceros, constituirán el Programa de Transporte, y en consecuencia su compromiso para cumplir con las Entregas y Retiros de Crudo, con cantidades y tasas de flujo tan uniformes como sea posible.

El Transportador elaborará y publicará un Programa de Transporte que incluye la Capacidad Programada en firme para el Mes de Operación para cada Remitente y/o Tercero y tentativo para los 5 Meses Calendario siguientes.

5.2.3.1. **Modificaciones:** El programa de Transporte podrá ser modificado por el Transportador en los siguientes eventos:

- (a) Evento Justificado cuya afectación no permita al Transportador prestar el Servicio de Transporte por el Oleoducto;
- (b) Evento Justificado cuya afectación no permita a un Remitente cumplir con la entrega del volumen correspondiente a su Capacidad Programada.
- (c) Eventos cuya base sea por restricciones, incidentes o cualquier otro tipo circunstancial, del cual tenga conocimiento el Transportador, por cualquier medio, que restrinja o modifique la capacidad de acceso de un Remitente y/o que sea presentado en el (los) sistema(s) aguas abajo del Oleoducto, afectando las obligaciones de Entrega y/o Retiro del Crudo.
- (d) Solicitud directa del Transportador y posteriormente aceptada por los Remitentes afectados;
- (e) Solicitud de un Remitente aceptada por el Transportador
- (f) Modificaciones a la Capacidad Efectiva del Oleoducto
- (g) Eventos imputables al Transportador, sin perjuicio de la responsabilidad derivada del incumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con lo establecido en los correspondientes Contratos de Transporte.
- (h) Y cualquier otro evento no contemplado en el presente Manual ajeno a las responsabilidades del Transportador

## ARTICULO 6. ENTREGA Y RETIRO DEL CRUDO

6.1. Tanto para el proceso de Nominación como para las Entregas y los Retiros del Crudo durante el Mes de Operación, el Remitente o Tercero estará en la obligación de dar cumplimiento a cada uno de los siguientes numerales:

- (1) Realizar sus Entregas de acuerdo con el Programa de Transporte.
- (2) Realizar sus Retiros de acuerdo con el Programa de Transporte
- (3) Contar con la capacidad contratada en otro(s) sistema(s) de transporte de crudo para entregar el Crudo de su propiedad aguas abajo del Oleoducto. Por lo anterior, el Transportador no asume ningún tipo de responsabilidad en tiempo y modo, para las programaciones y/o restricciones operacionales en otros sistemas de transporte.
- (4) Cumplir con las condiciones de calidad del Crudo establecidas en el Manual.

6.1.1. En caso de que un Remitente incumpla o durante el Mes Operativo se encuentre incumpliendo, su Programa de Transporte, salvo cuando se trate de un Evento Justificado, el

Transportador podrá ajustar el programa de Retiros del Remitente en cuestión, buscando cumplir en todo momento con lo contemplado en el numeral 5.2.3 de este Manual, siempre y cuando no se afecte el programa de Retiros de otros Remitentes o cuando así lo acuerden con los Remitentes.

- 6.1.2. En caso de que el Remitente no cumpla con su programa de Retiros, el Transportador estará facultado para suspender de forma inmediata las Entregas de Crudo de dicho Remitente, sin perjuicio de la facultad de disponer del Crudo no retirado y cobrarle la totalidad de los costos asociados al incumplimiento, incluyendo, pero sin limitarse, a aquellos referidos al almacenamiento o disposición del Crudo e impactos a otros Remitentes, los cuales serán informados mediante un Aviso Provisional.
- 6.1.3. En todo caso el Transportador podrá acordar con el Remitente incumplido la opción de contratar servicios adicionales de almacenamiento, si el Transportador lo llegase a tener disponible, contratación que en ningún caso podrá afectar a los demás Remitentes del Oleoducto.

#### 6.1.4. Retiros en Defecto

En el caso de presentarse Retiros en Defecto por incumplimiento en el programa de Retiros de un Remitente, el Transportador podrá aplicar según su criterio el siguiente procedimiento:

- i. El Transportador ofrecerá el Retiro en Defecto o parte de él a los otros Remitentes, quienes en caso de acceder acordarán los términos del Retiro directamente con el Remitente del Retiro en Defecto.
- ii. Realizará su mejor esfuerzo para mantener el programa de Retiros, sin perjuicio de la responsabilidad del Remitente que no realizó el Retiro.
- iii. El balance de los Retiros en Defecto se reflejará en el Balance Volumétrico Mensual o en la Compensación Volumétrica por Calidad, en caso de aplicarse.
- iv. El Remitente que tenga Retiros en Defecto asumirá todos los riesgos derivados del proceso de disposición o evacuación de los Retiros en Defecto. De igual forma estarán a su exclusivo cargo los costos causados en los procedimientos para evacuación que deba implementar el Transportador, los cuales serán informados mediante Avisos Provisionales.
- v. El Remitente mantendrá indemne al Transportador por cualquier daño que pueda sufrir con ocasión de la demora o falta de Retiro. El valor recibido por el Transportador de parte de otros Remitentes, por la disposición del Retiro en Defecto conforme el numeral anterior, será entregado al Remitente que ocasionó el Retiro en Defecto, previa deducción de todos los costos y gastos en los que haya incurrido el Transportador para disponer del Retiro en Defecto.
- vi. El Transportador reflejará en el Balance Volumétrico Mensual los movimientos de Crudo

que se realicen en caso de que se acuerden retiros con otro(s) Remitente(s) de la totalidad o parte del volumen correspondiente al Retiro en Defecto.

## 6.2. Variaciones en Entregas o Retiros:

Sin perjuicio de la responsabilidad imputable al Remitente o Tercero por sus incumplimientos, cada Remitente o Tercero se encuentra obligado a notificar al Transportador a la mayor brevedad posible, si establece que:

- a) Sus Entregas durante un Mes de Operación en un Punto de Entrada serán inferiores al 95% de la Capacidad Programada, o
- b) Sus Retiros en cualquier Punto de Salida serán inferiores al 95% de la Capacidad Programada.

Con el recibo de dicha información, el Transportador analizará el impacto de los compromisos adquiridos de transporte y tomará discrecionalmente las decisiones encaminadas a mitigar el impacto.

## 6.3. Efectos del incumplimiento del Programa de Transporte:

- (a) Toda capacidad asignada a los Remitentes y/o Terceros, será considerada Capacidad Programada del Remitente para los días solicitados y se entenderá de carácter definitivo para el Mes de Operación.
- (b) Bajo este Programa de Transporte, el pago al Transportador por parte de Remitentes y Terceros se considera una obligación en firme, independientemente de que efectivamente utilice total o parcialmente la Capacidad Programada, o no; salvo que se trate de un Evento Justificado según se establece en el presente Manual, debidamente informado y evidenciado y aceptado por el Transportador, en consecuencia, los Remitentes y/o Terceros con Capacidad Programada deberán pagar en firme al Transportador la Tarifa pactada en los correspondientes Contratos de Transporte por la Capacidad Programada.
- (c) No obstante, lo anterior y para aquellos Contratos de Transporte bajo la modalidad utilice y pague o *"ship and pay"*, en los cuales el volumen entregado por el Remitente se encuentre entre el 95% y el 100% de la Capacidad Programada para el Mes de Operación, el Remitente deberá pagar sobre el volumen efectivamente entregado. Sin embargo, en el evento en que el volumen entregado por el Remitente sea inferior al 95% de la Capacidad Programada, el Remitente deberá pagar el 95% de la Capacidad Programada.
- (d) Para los Contratos bajo la modalidad utilice o pague o *"ship or pay"* y en aquellos casos en los cuales la Capacidad Programada sea inferior a la Capacidad Contratada en la modalidad utilice o pague o *"ship or pay"*, el Remitente deberá pagar la Capacidad Contratada.

- (e) Sobre el escenario en que la Capacidad Programada de un Remitente sea superior a la Capacidad Contratada sea cual sea la modalidad contratada, el Remitente pagará al Transportador la Capacidad Programada, sea que entregue parcial o totalmente el volumen según programación.

#### **ARTÍCULO 7. BALANCE VOLUMÉTRICO MENSUAL:**

- 7.1. El Transportador remitirá a los Remitentes un borrador de Balance Volumétrico Mensual en el Mes Calendario inmediatamente siguiente al Mes de Operación. Sin perjuicio de lo previsto en el Artículo 18 del presente Manual, los Remitentes contarán con cinco (5) Días Hábiles para remitir sus observaciones. Vencido dicho plazo, sin que el Remitente se pronuncie, se entenderá que no tiene observaciones. En el evento en el cual el Transportador reciba observaciones vencido el plazo de cinco (5) Días Hábiles, podrá o no aceptar las mismas dentro de dicho reporte o reflejarlo en Balance Volumétrico Mensual del Mes de Operación siguiente.
- 7.2. Dentro de los tres (3) Días Hábiles siguientes al vencimiento del plazo del numeral anterior, el Transportador, elaborará un informe que contendrá el balance final discriminado por Remitente que incluye:
  - (a) Inventarios iniciales y finales en el Oleoducto a Condiciones Estándar Fluido.
  - (b) Volumen Entregado y Retirado por cada Remitente a Condiciones Estándar Fluido.
  - (c) Volumen total transportado a Condiciones Estándar Fluido.
  - (d) Distribución de Pérdidas Identificables (PI) y Pérdidas No Identificables (PNI).
  - (e) Especificación de Calidad de los Crudos en el Punto de Entrada y de la Mezcla en el Punto de Salida.
  - (f) Ajustes por CVC, en caso de que sean aplicables

#### **ARTICULO 8. CAMBIOS SOBRE LA CAPACIDAD EFECTIVA**

Bajo los siguientes escenarios el Transportador podrá presentar cambios en su Capacidad Efectiva:

##### **8.1. Incrementos en Capacidad Efectiva**

- 8.1.1. El Transportador podrá incrementar la Capacidad Efectiva del Oleoducto en cualquier momento mediante alguna de las siguientes acciones:
  - (a) Por ajustes Operacionales y/o mejoras en las especificaciones de calidad del Crudo transportado.
  - (b) Por mejoras en infraestructura que el Transportador pueda desarrollar.
- 8.1.2. Los incrementos realizados serán reflejados en la Capacidad Efectiva notificada por el Transportador en los respectivos Procesos de Nominación.
- 8.1.3. En caso de que ya se haya surtido el Proceso de Nominación o se encuentre en curso el Mes

de Operación, se procederá de la siguiente manera:

- i. En caso de que el Transportador logre generar aumentos en la Capacidad Efectiva a través de mejoras Operacionales, lo informará a los Propietarios, Remitentes y Terceros, quienes podrán solicitar asignación de Capacidad Operativa Adicional, para lo cual el Transportador utilizará los mismos criterios de asignación establecidos en el proceso de Nominación.
- ii. Mejoras en las Especificaciones de Calidad: en caso de haber una mejora en las Especificaciones de Calidad del Crudo Entregado durante un Mes Operativo por un Propietario, Remitente o Tercero, la cual genere una Capacidad Operativa Adicional, ésta será ofrecida en primer lugar al Propietario, Remitente o Tercero que generó dicha Capacidad Operativa Adicional. Si éste no está interesado en tomarla, el Transportador procederá de conformidad con lo establecido en el numeral i) anterior.
- iii. Mejoras en Infraestructura: en caso de haber una Capacidad Adicional por mejora en infraestructura generada por el Transportador, lo informará a los Propietarios, Remitentes y Terceros, quienes podrán solicitar asignación de Capacidad Operativa Adicional para ese Mes Operativo específico, para lo cual el Transportador utilizará los mismos criterios de asignación establecidos en el proceso de Nominación. En caso de que la mejora en infraestructura sea realizada por un Propietario, Remitente o Tercero, a su propio costo, ésta será ofrecida en primer lugar al Propietario, Remitente o Tercero que generó dicha Capacidad Operativa Adicional. Si éste no está interesado en tomarla, el Transportador procederá de conformidad con lo establecido en el numeral i) anterior.

## **8.2. Disminución en Capacidad Efectiva**

- 8.2.1. Sin perjuicio alguno sobre la responsabilidad que pueda corresponder al Transportador, en cualquier evento en que la Capacidad Efectiva refleje disminuciones de forma posterior a la emisión del Programa de Transporte, se recalculará dicho programa así:
  - a) El Transportador asignará el primer lugar en la Capacidad Efectiva el volumen correspondiente a la Nación o quien haga sus veces, con base en la Capacidad Programada inicialmente.
  - b) En segundo lugar, el Transportador asignará la Capacidad Efectiva a los Propietarios, con base en la Capacidad Programada inicialmente a éstos, según orden establecido en la sección 5.2.1 del presente Manual.
  - c) En el evento en que la Capacidad Efectiva no sea suficiente para asignar la capacidad de que trata el literal anterior, el Transportador asignará a estos Propietarios capacidad a prorrata de los volúmenes asignados en el proceso de nominación para el Mes de Operación.
  - d) Una vez aplicados los criterios anteriores y en caso de que existiera Capacidad Efectiva, el Transportador procederá a asignar dicha capacidad a favor de los Remitentes con

Capacidad Contratada distintos a la Capacidad del Propietario, hasta por la Capacidad Programada inicialmente para el Mes de Operación.

- e) En el evento en que la Capacidad Efectiva no sea suficiente para asignar la capacidad de que trata el literal anterior, el Transportador asignará a estos Remitentes capacidad a prorrata de los volúmenes asignados en el proceso de nominación para el Mes de Operación.
- f) Una vez aplicados los criterios anteriores y en caso de que aún existiera Capacidad Efectiva, el Transportador procederá a asignar dicha capacidad a favor de los Remitentes y/o Terceros con Capacidad Sobrante asignada, hasta por la Capacidad Programada inicialmente para el Mes de Operación.
- g) En el evento en que la Capacidad Efectiva no sea suficiente para asignar la capacidad de que trata el literal anterior, el Transportador asignará a estos Remitentes y/o Terceros capacidad a prorrata de los volúmenes asignados en el proceso de nominación para el Mes de Operación.

8.2.2. El Transportador bajo ninguna circunstancia aceptará que el volumen a transportar total supere la Capacidad Efectiva del Oleoducto.

## **ARTICULO 9. CESIONES DE CAPACIDAD**

Considerando que el Contrato de Transporte lo permita y haya sido previamente acordado y aprobado por el Transportador y sujeto a las respectivas estipulaciones contractuales, los Remitentes podrán realizar transacciones de cesión parcial o total de capacidad de transporte.

### **9.1. Notificación de la Cesión.**

Los Remitentes interesados en ceder total o parcialmente capacidad de transporte o de posición contractual, derivados de un Contrato de Transporte suscrito con el Transportador, deberán notificarlo por escrito al Transportador con anterioridad a las fechas de Nominación indicadas en el Calendario de Nominación correspondiente.

La notificación deberá contener como mínimo información relativa al plazo de la cesión, la capacidad cedida, las limitaciones de la cesión y el manejo de los inventarios de cedente y cesionario en el Oleoducto.

### **9.2. Requisitos para la Cesión.**

- a) Las Cesiones deberán contar con la autorización previa, expresa y escrita, por parte del Transportador.
- b) La cesión parcial no excluirá al Remitente cedente de las obligaciones contenidas en el presente Manual ni en los Contratos de Transporte suscritos con el Transportador.

- c) El Remitente cedente –parcial- mantendrá indemne al Transportador por cualquier daño o perjuicio que pueda sufrir este último.
- d) El Transportador no asume responsabilidad alguna por las transacciones que se realicen en el Mercado Secundario.
- e) De existir un Cesionario, este deberá Nominar los volúmenes de Crudo a ser transportados dentro de los plazos establecidos en la sección 5.2 del presente Manual, sujeto al nivel de prioridad que le corresponda, el cual será aquel que le correspondía al Remitente cedente.

## **ARTICULO 10. REQUISITOS DE CALIDAD**

El Transportador ha definido los siguientes Requisitos de Calidad para el Crudo a Transportar por el Oleoducto:

### **10.1. Calidad Mínima:**

Cada Remitente o Tercero se obliga a entregar el Crudo en el Punto de Entrada con una calidad que cumpla con los parámetros de calidad establecidos en el ANEXO 2 del presente Manual.

### **10.2. Rechazos:**

El Transportador se reserva el derecho de recibir o no el Crudo cuya calidad no se encuentre dentro de los parámetros de calidad indicados en el ANEXO 2 de este Manual.

### **10.3. Certificación de Calidad:**

A solicitud del Transportador, que podrá ser formulada de forma discrecional y en cualquier tiempo, el Remitente deberá proporcionar al Transportador un certificado que compruebe las características y especificaciones de Calidad del Crudo que será entregado (ASSAY). El ASSAY del Crudo podrá ser Tipo I o Tipo II, de acuerdo al requerimiento del Transportador y deberá ser realizado por una compañía reconocida dedicada a la materia. La responsabilidad sobre la elaboración de los respectivos ASSAY tipo I y tipo II será de los Remitentes.

Si el Remitente no entrega el ASSAY correspondiente, el Transportador quedará liberado de su obligación de aceptar dicho Crudo en el Oleoducto y de transportarlo. Adicionalmente, si el Transportador lo considera pertinente, solicitará por cuenta del correspondiente Remitente o Tercero, una evaluación de estabilidad de la Mezcla que se esté generando por el Crudo Entregado por el Remitente o que sea entregada por éste.

El Remitente será el único responsable de asegurar la cantidad y calidad del Crudo a retirar en el Punto de Salida, para dar cumplimiento a los términos y condiciones establecidos en los acuerdos de transporte suscritos con los transportadores de los sistemas aguas abajo del Oleoducto

### **10.4. Sobrecostos:**

En caso de que el Transportador decida aceptar excepcionalmente la Entrega de Crudo de características distintas a las exigidas en el ANEXO 2, todos los costos y gastos necesarios para mejorar el producto y llevarlo a especificaciones de transporte aceptables para el Transportador, deberán ser pagados en forma directa por el Remitente que entregue el Crudo. El acuerdo para volver operativo este esquema deberá constar por escrito.

#### **ARTICULO 11. LLENO DE OLEODUCTO**

El Transportador ha definido cada uno de los siguientes aspectos para el Lleno de Línea:

- 11.1. El lleno de línea y los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento de cada Oleoducto y todas sus instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y Medición, son propiedad de los Propietarios del respectivo Oleoducto en proporción a su participación en el mismo.
- 11.2. Los Propietarios no podrán Retirar el Lleno de Línea de su propiedad, aún cuando no hagan uso total o parcial de su Capacidad del Propietario.

#### **ARTICULO 12. DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD**

El Transportador implementará las siguientes actividades a fin de determinar los balances de calidad y cantidad en los volúmenes Transportados:

- 12.1. Los volúmenes de Crudo que el Transportador reciba de los Remitentes para su transporte, se determinarán por los Sistemas de Medición Dinámica instalados en el Punto(s) de Entrada y en el Punto(s) de Salida, y en ausencia de aquellos, por el Sistema de Medición Estática en tanques, los cuales deben tener sus tablas de aforo vigente expedidas por entes acreditados.
- 12.2. Los medidores de cantidad y el muestreo de calidad de las Entregas y Retiros, incluyendo la calibración de los instrumentos, serán responsabilidad del Transportador y se realizarán de acuerdo con los estándares y prácticas aceptadas, actualizadas y aplicables de las normas y estándares (API y ASTM).
- 12.3. El Transportador retendrá una muestra de Crudo por cada Entrega y cada Retiro definido, la cual utilizará como contra muestra, y se preservará por un período no mayor a quince (15) Días, para el caso de que haya algún reclamo con respecto a la calidad de una Entrega o Retiro. Transcurrido este lapso, se entenderá que el Remitente libera de responsabilidad al Transportador por la calidad de la correspondiente Entrega o Retiro.
- 12.4. El Remitente podrá inspeccionar, por medio de un inspector independiente que sea aprobado por el Transportador (cuyos costos corresponderán íntegramente al Remitente), la exactitud de los resultados de las mediciones y los muestreos realizados para determinar la cantidad y calidad del Crudo. El costo de dicha inspección será por cuenta del Remitente. La visita de inspección debe ser solicitada por el Remitente al área encargada del Transportador para su aprobación, con una anticipación de mínimo 15 Días, y con una frecuencia no mayor a una (1) vez al Mes.

- 12.4.1. Si al recalibrar los medidores, las medidas se encuentran dentro de los parámetros indicados en la norma API MPMS que corresponda, los volúmenes se continuarán liquidando con los factores vigentes.
- 12.4.2. Si al recalibrar los medidores, las medidas no se encuentran dentro de los parámetros admisibles, los volúmenes comenzarán a liquidarse con los nuevos factores. Previa a la calibración oficial de los medidores, el Transportador notificará a los Remitentes sobre las fechas en que se llevará a cabo dicha calibración con el objeto de que los mismos puedan estar presentes si lo consideran necesario.
- 12.4.3. El factor de calibración de los medidores será efectivo únicamente a partir de la fecha de la última calibración y se suscribirá un acta o formato por las partes que intervinieron en ella donde se deje constancia de la misma.

**12.5. El sistema de medición Dinámica instalado en la salida incluirá:**

- 12.5.1. Medidores tipo Coriolis de acuerdo con el Manual API MPMS-5 "Metering", Artículo 6, "Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters" en la edición vigente al momento de su instalación. Los factores de los medidores se derivarán mediante calibración, utilizando los mismos estándares, teniendo en cuenta la corrección por temperatura y presión.
- 12.5.2. Un dispositivo para toma continua de muestras, según lo especificado en el Manual API MPMS "Petroleum Measurement Standards" Capítulo 8 "Sampling", en la edición vigente al momento de su instalación. Los métodos que se utilizarán para determinar las características de las muestras son los siguientes:

TIPO DE ANÁLISIS	ESTÁNDAR	FRECUENCIA
Determinación de contenido de Agua por Karl Fisher, % Vol.	ASTM D 4377	Diario
Contenido de Sal, PTB	ASTM D 3230	Mínimo trimestral, máximo semestral
Sedimentos (por extracción)	ASTM D 473	Trimestral
Densidad API @ 60°F	ASTM 1298	Diario
Azufre % W/W	ASTM D 4294	Semestral
Viscosidad cinemática, cSt	ASTM D 445	Diario
Punto de Fluidez, °C	ASTM D97	Trimestral

- 12.5.3. Un densitómetro en línea para la Medición permanente de densidad.

12.5.4. El factor de corrección volumétrica que deberá aplicarse será el que aparezca en la última edición de las tablas 23 y 24 del método ASTM 1250.

12.5.5. La liquidación de las mediciones, dinámica o estática, se realizará de acuerdo con la norma vigente del API, Capítulo 12, según corresponda.

#### **12.6. Ajustes en Cantidad y Calidad**

El Transportador devolverá a cada Remitente, un volumen de Crudo liquidado en el Punto de Salida, equivalente al volumen recibido del Remitente y liquidado en los Puntos de Entrada, considerando los siguientes ajustes:

##### **12.6.1. Deducciones por Pérdidas Identificables y Pérdidas No Identificables.**

Las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables se distribuirán entre los Remitentes de acuerdo con lo establecido en el Artículo 14 del Manual.

Para los efectos de cuantificación de pérdidas en el Oleoducto, el volumen de todas las pérdidas de Crudo que se produzcan debido a pérdidas en el sistema integral (tales como derrames, rupturas, explosión, sabotaje, actos de terrorismo y otros eventos, sean o no Eventos Justificados), será calculado por el Transportador utilizando su mejor juicio operacional y de ingeniería.

##### **12.6.2. Aumentos o disminuciones que sean necesarios efectuar como resultado de realizar los Ajustes por CVC, según lo acordado entre el Transportador y los Remitentes, si aplica.**

#### **ARTICULO 13. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CANTIDAD Y CALIDAD**

13.1. El mecanismo de CVC se establece en el ANEXO 5.

13.2. Los Crudos Entregados en el Oleoducto se mezclan para su transporte unos con otros y cada Remitente reconoce que recibirá en el Punto de Salida una calidad distinta a la del Crudo o mezcla Entregada.

13.3. Los Remitentes Entregarán los volúmenes de Crudo al Oleoducto en el Punto de Entrada, los cuales únicamente para efectos de la Compensación Volumétrica por Calidad (CVC), se valorarán según su calidad particular y aplicando el procedimiento establecido en el ANEXO 5, según su calidad particular. Se contará con una compañía especializada en Fiscalización y certificación de cantidad y calidad, cumpliendo con los requerimientos del Transportador, quien serán los que determinen las calidades oficiales.

13.4. Generalidades de la CVC: el Transportador solo aplicará el mecanismo de Compensación Volumétrica por Calidad, cuando éste se acuerde entre los Remitentes del respectivo Oleoducto.

- 13.4.1. En términos generales, en caso de aplicarse la CVC, este proceso tendrá las siguientes características:
- i. Los Remitentes que hayan Entregado al Oleoducto en el Punto de Entrada Crudos con una mejor calidad que la del volumen de la mezcla resultante Retirada del Oleoducto, con base al promedio mensual calendario, recibirán una compensación en volumen, equivalente a la que tendrán a su cargo los Remitentes que hayan Entregado en el Punto de Entrada Crudo de menor calidad respecto a la del volumen de la mezcla resultante retirada en el Punto de Salida.
  - ii. Para tal efecto, se tendrán en cuenta las calidades individuales de todos los volúmenes de Crudo Entregados y Retirados durante el Mes de Operación.
- 13.4.2. El proceso de CVC es interno en el Oleoducto y entre los Remitentes de este, de tal forma que siempre la sumatoria de los volúmenes finales compensados entre los Remitentes de cada Oleoducto serán iguales a cero.
- 13.4.3. El Transportador, no percibirá ni pagará dinero o volumen alguno por CVC y servirá solo de mediador, regulador y liquidador en la distribución de las compensaciones y cargos.
- 13.4.4. Los ajustes que resulten por la aplicación de la CVC se verán reflejados en el Balance Volumétrico Mensual que realiza el Transportador.
- 13.4.5. Acuerdos de la CVC: El proceso de CVC contenido en este Manual y en los anexos respectivos, podrá ser modificado según acuerdo entre todos los Remitentes, debidamente aprobado por el Transportador.
- 13.4.6. Acuerdo para la no aplicación de CVC: Todos los Remitentes podrán decidir si aplican o no la CVC, siempre y cuando así lo acepten todos los Remitentes y dicho acuerdo sea aprobado por el Transportador.

## **ARTICULO 14. MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO**

El Transportador dará el siguiente tratamiento cuando se presenten pérdidas en el Oleoducto:

### **14.1. Pérdidas Identificables**

- 14.1.1. Todas las Pérdidas Identificables serán asumidas por cada uno de los Remitentes, en proporción al Volumen Transportado durante el Mes de Operación en el cual se presentó dicha pérdida, salvo que las mismas sean imputables al Transportador.
- 14.1.2. La liquidación de las Pérdidas Identificables se incluirá en el Balance Volumétrico Mensual elaborado por el Transportador, conforme a lo definido en el ANEXO 5 del presente Manual.

### **14.2. Pérdidas No Identificables:**

- 14.2.1. Mensualmente las Pérdidas No Identificables se calcularán por el Transportador.
- 14.2.2. Si el cálculo de las Pérdidas No Identificables resulta igual o inferior al 0,5% de las Entregas de Crudo del Mes de Operación, estas serán a cargo de los Remitentes a prorrata de los volúmenes entregados durante el Mes de Operación, salvo acuerdo en contrario.
- 14.2.3. Estarán a cargo del Transportador todas las Pérdidas No Identificables superiores al 0,5% de las Entregas del Mes de Operación, en aquellos casos en los cuales el Transportador no demuestre que tales pérdidas fueron causadas por Fuerza Mayor, vicio propio o inherente del Crudo transportado o que el Transportador no pruebe que adoptó todos los esfuerzos razonables. En caso de que el Transportador logre demostrar lo anterior, las Pérdidas No Identificables superiores al 0,5% de las Entregas del Mes de Operación serán asumidas por el Remitente a prorrata de los volúmenes entregados durante el Mes de Operación.
- 14.2.4. Siempre que existan Pérdidas Identificables de cualquier volumen y/o Pérdidas No Identificables superiores a un 0.5% en un Mes de Operación, el Transportador indagará las posibles causas a fin de tomar las acciones correctivas en forma inmediata, lo cual deberá informar a los Remitentes.
- 14.2.5. La liquidación de las Pérdidas No Identificables se incluirá en el Balance Volumétrico Mensual elaborado por el Transportador, conforme a lo definido en el ANEXO 5 del presente Manual.

## **ARTICULO 15. ASEGURAMIENTO METROLOGICO DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y ESTÁNDARES APLICABLES**

### **15.1. Calibración de Equipos**

- 15.1.1. El Transportador se asegurará que las calibraciones de los sistemas de Medición cumplan con una repetibilidad esperada para cada equipo. La calibración de los sistemas de Medición se realizará según los estándares aplicables para la industria y tipo de equipos disponibles. El factor de calibración de los medidores será efectivo a partir de la fecha de la última calibración, excepto en caso de error manifiesto.

Los probadores de los sistemas de Medición Dinámica se deberán calibrar de acuerdo con el API MPMS Capítulo 4, en su última edición; dicha calibración será realizada por una compañía debidamente acreditada ONAC que disponga del equipo requerido, la trazabilidad, experiencia y el personal debidamente entrenado.

Adicionalmente el Transportador asegurará mediante un plan de mantenimiento y calibración que toda la infraestructura de los sistemas de Medición de transferencia en custodia (Estático y/o Dinámico) según prácticas del API, MPMS Capítulos 3, 4, 5, 7 y 8 en su última versión y aquellos que resulten aplicables, garantice la confiabilidad, trazabilidad, aseguramiento metrológico y el óptimo desempeño de los equipos.

- 15.1.2. **Corridas de Calibración:** Los medidores dinámicos deben calibrarse periódicamente para verificar su funcionamiento y detectar a tiempo cualquier problema que se pueda presentar ya que si el factor de calibración se sale de los rangos de control es un indicio de que existe algún problema en el sistema. La calibración de los medidores se realiza con base en el API MPMS Capítulo 5 según el tipo de tecnología aplicada
- 15.1.3. La liquidación de las mediciones, dinámica o estática, se realizará de acuerdo con la norma vigente del API, Capítulo 12, según corresponda.
- 15.1.4. **Aceptación de Corridas de Calibración:** Para la aceptación de una corrida de calibración se debe contar con el volumen certificado del probador (actualizado) y verificar que el volumen del probador utilizado en los cálculos del factor coincide con el último certificado.

Cuando se realicen corridas de calibración de medidores, según cronograma de calibración establecido, previa a la aceptación del factor, se deben verificar los límites de control establecidos y en caso de que se encuentren por fuera de estos, no deberá aceptarse y se reportará en el acta de la calibración como no aceptado con explicación.

El factor de calibración de los medidores, será efectivo únicamente a partir de la fecha de la última calibración y se realizará la debida corrección en el balance tan pronto se cuente con el certificado oficial de calibración emitido por un laboratorio con certificación ONAC y se suscribirá un acta o formato por las partes que intervinieron en ella donde se deje por manifiesto el cambio del factor de los medidores en el computador de flujo

- 15.1.5. **Procedimiento para Verificar Corridas de Calibración:** Cada vez que se realicen corridas de calibración a los diferentes tipos de medidores utilizados por el Transportador, se debe hacer el siguiente procedimiento para verificar los diferentes factores obtenidos:

Cada probador tiene un volumen certificado de calibración dado por el fabricante. El probador se calibra de acuerdo con el plan de mantenimiento del Transportador.

- 15.1.6. **Evaluación de Calibraciones por el Método Estadístico:** Consiste en aplicar el método estándar para la Medición de hidrocarburos con diferentes medidores, según indica el API MPMS, Capítulo 13, evaluando la repetibilidad de los nuevos valores obtenidos.
- 15.1.7. **Límites de Control estadístico de sistemas de Medición:**
  - 15.1.7.1. Los límites de control de un sistema de Medición se generan cada vez que el medidor sea nuevo o se le realice una reparación mecánica a los medidores.
  - 15.1.7.2. Se realizan 25 corridas mínimo al medidor en su primera calibración, a diferentes ratas de flujo con el fin de verificar su linealidad y se establece cuál es el límite de alarma, límite de acción, límite de Tolerancia superior e inferior máximo permitido, lo anterior debe quedar registrado en la carta de control emitida por el ente calibrador.

**ARTICULO 16. CONDICIONES DE TRANSPORTE**

El transporte de Petróleo Crudo estará sujeto a las siguientes condiciones:

- 16.1 El Crudo deberá ser Entregado por el Remitente en un Punto de Entrada y Retirado en un Punto de Salida, conforme se indique en el Programa de Transporte.
- 16.2 Los Remitentes entienden y aceptan que el Transportador, transporta Crudos de distintas Especificaciones de Calidad que son Entregados por todos los Remitentes (siempre que cumplan con las Especificaciones de Calidad establecidas en este Manual y los Contratos de Transporte), que se mezclan entre sí, razón por la cual el Crudo que es Entregado en un Punto de Entrada se mezclará con la corriente de Crudos de otros Remitentes. La obligación del Transportador es poner a disposición del Remitente un volumen de Crudo Mezcla en el Punto de Salida conforme el Programa de Transporte, aplicando la CVC en caso de existir acuerdo sobre su aplicabilidad conforme lo dispuesto en el Artículo 13 del presente Manual, así como las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables.
- 16.3 El transporte de Crudo estará sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en el Contrato de Transporte, el presente Manual, sus modificaciones, adiciones o actualizaciones, incluidos sus anexos y las normas aplicables. El Remitente que cause un daño o perjuicio a otros Remitentes por el incumplimiento de sus obligaciones previstas en el Contrato de Transporte, este Manual o la legislación aplicable, deberá reparar dicho daño y pagar todos los perjuicios causados a los demás Remitentes.
- 16.4 El Transportador se reserva el derecho de recibir o no el Crudo que no cumpla los valores mínimos y/o máximos de Especificaciones de Calidad especificados en el Programa de Transporte, que afecten la operación del Oleoducto; en caso de recibirlo, el Remitente pagará al Transportador los costos en que se incurra en el análisis y en el eventual tratamiento de este Crudo para ponerlo dentro de las especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte.
- 16.5 El Transportador se reserva el derecho de requerir, rechazar o aprobar la inyección, en cualquier punto del Oleoducto de productos tales como inhibidores de corrosión, depresores de Punto de Fluidez, Mejoradores de Flujo o cualquier otro aditivo en el Crudo que se vaya a transportar. El Remitente pagará al Transportador los costos en que se incurra en el análisis y el eventual tratamiento de este Crudo para ponerlo dentro de las especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte.
- 16.6 El Transportador se reserva el derecho de transportar Crudos Entregados por los Remitentes que excedan los límites determinados por el Transportador para cloruro orgánico, arena, sólidos, gomas, impurezas, otras sustancias objetables u otros compuestos con características físicas o químicas que, a la exclusiva determinación del Transportador, pueden hacer que el Crudo no sea fácilmente transportable, afectando la integridad del Oleoducto, o pueda interferir con la operación del mismo (transporte y entrega). El Remitente pagará al Transportador los costos en que se incurra en los daños y/o posibles afectaciones que se presente en el Oleoducto o a

Terceros que se vean impactados a causa del evento presentado.

- 16.7 El Transportador, actuando razonablemente y de buena fe, tendrá derecho a sugerir cualquier cambio a las especificaciones mínimas de las Especificaciones de Calidad de Crudo de tiempo en tiempo, de conformidad con las prácticas operacionales, que pueda ser necesario o adecuado, incluyendo pero sin limitarse a aquellos requeridos, para prevenir daños materiales o la degradación material de la Capacidad Efectiva del Oleoducto, para prevenir lesiones personales o daños a la propiedad o al medio ambiente. Dicha sugerencia no será vinculante para el Remitente, salvo que sea necesaria para garantizar la integridad del Oleoducto.
- 16.8 En el transporte de Crudo por el Oleoducto se generan interfases. Todos los Remitentes del Oleoducto deberán aceptar como volumen Retirado, parte de estas interfases generadas en el transporte por el Oleoducto.
- 16.9 El Transportador podrá poner a disposición del Remitente y éste último se obliga a Retirar en un Punto de Salida el volumen de Crudo equivalente al volumen Entregado por el Remitente, una vez aplicado el mecanismo de Compensación Volumétrica por Calidad, en caso de aplicar y asignadas las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables.

#### **ARTICULO 17. RESPONSABILIDAD DEL TRANSPORTADOR**

Las siguientes son las Responsabilidades que asume el Transportador:

- 17.1. El Transportador será responsable por la custodia del Crudo entregado en los Puntos de Entrada, hasta que éste sea puesto a disposición del Remitente o a quien él designe, en el Punto de Salida.
- 17.2. Salvo que en los Contratos de Transporte se establezca un régimen de responsabilidad diferente, el Transportador será responsable por los daños o perjuicios que ocasione a los Remitentes, generados, derivados o relacionados con la falta o el incumplimiento por parte del Transportador de las obligaciones contenidas en el presente Manual, sus anexos, el Contrato de Transporte y la legislación aplicable, salvo que demuestre que el daño o perjuicio surgió como consecuencia de un Evento Justificado, negligencia, dolo o culpa grave de los Remitentes.
- 17.3. El Transportador no será responsable por los daños o deterioros que pueda sufrir el Crudo Entregado por un Remitente, tales como contaminación con materias extrañas, contaminación por el contacto de los diferentes tipos de Crudos, o daño o deterioro que se deba a Eventos Justificados. Si en alguno de estos eventos resultaran involucrados uno o más Remitentes, la totalidad de los Crudos afectados serán primero asignados al Remitente que ocasionó el daño y posteriormente, serán prorrateados entre los Remitentes en proporción a la titularidad del volumen involucrado, sin perjuicio de las indemnizaciones posteriores a que haya lugar. El Transportador preparará la información correspondiente al volumen de Crudo afectado y la proporción que le corresponde a cada Remitente.
- 17.4. El Transportador no será responsable por las consecuencias que, el incumplimiento en las Entregas y los Retiros por parte del Remitente, genere en el Programa de Transporte, ni por los

compromisos de los operadores y/o transportadores de los sistemas de transporte que se conecten al respectivo Oleoducto.

#### **ARTICULO 18. ATENCIÓN DE RECLAMACIONES (PQR's).**

Para los efectos de dar una adecuada atención a las reclamaciones que se llegaran a presentar, el Transportador procederá de la siguiente manera:

- 18.1. Cualquier petición, queja y/o reclamo que tuviere un Remitente relacionado con los faltantes, sobrantes o calidad del crudo en el Punto de Entrada y/o en el Punto de Salida, deberán ser presentadas al Transportador a más tardar dentro de los 30 Días siguientes a la ocurrencia del evento que dio origen a la petición, queja o reclamo, con los debidos soportes técnicos y documentales a que haya lugar. De superarse el tiempo definido para la presentación de PQR's, se entenderá que el Servicio de Transporte ha sido aceptado de manera conforme por el Remitente.
- 18.2. Las PQR's recibidas por el Transportador, que hayan sido presentadas conforme se establece en el numeral 18.1 del Manual, serán tramitadas por el Transportador dentro de los treinta (30) Días siguientes a su recepción.
- 18.3. En caso de que persista la petición, queja o el reclamo por parte del Remitente se procederá conforme lo establecido por el Artículo 22 de la Res. 72 145 de 2014 y las demás normas que la adicione y/o modifiquen.

#### **ARTICULO 19. CRUDO AFECTADO POR GRAVAMEN, LITIGIO O RECLAMO**

En aquellos casos en los cuales el Crudo a transportar se encuentre afectado por cualquier gravamen, litigio o reclamo, tanto de carácter judicial como extrajudicial, se procederá de la siguiente manera:

- 19.1. El Remitente y/o Tercero está en la obligación de avisarle por escrito al Transportador antes de su Entrega, si el Crudo objeto de su solicitud de transporte está afectado por cualquier gravamen, reclamo o litigio, tanto de carácter judicial como extrajudicial.
- 19.2. El Transportador se reserva el derecho de aceptar o rechazar cualquier Crudo que se encuentre afectado en los términos establecidos anteriormente. Sin perjuicio de la facultad mencionada, el Transportador coordinará con el Remitente posibles planes de acción con el fin de garantizar los derechos adquiridos por los Remitentes en cuanto a la Capacidad Contratada.
- 19.3. En caso de aceptar el transporte del Crudo afectado, el Transportador podrá exigir al Remitente la presentación de una garantía, a satisfacción del Transportador, que cubra los perjuicios que puedan ocasionarse al Transportador, a otros Remitentes y Terceros con motivo de su transporte.

#### **ARTICULO 20. SOLICITUDES DE CONEXIÓN Y AMPLIACIÓN**

Las siguientes actividades están encaminadas a atender cada una de las solicitudes de Conexión y Ampliación que presente un Remitente o tercero al Transportador:

- 20.1. Cualquier Remitente o Tercero podrá presentar al Transportador una solicitud de autorización para construir una Conexión al Oleoducto, que en cualquier caso debe cumplir con las condiciones técnicas de calidad, seguridad, ingeniería, ambientales y demás técnicas y operativas que el Transportador considere razonables o necesarias y que den cumplimiento a la normatividad vigente en materia de transporte de Crudo por Oleoducto.
- 20.2. El Transportador dará respuesta al Remitente o Tercero solicitante dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha de presentación de la solicitud, indicando si autoriza o no la Conexión solicitada. En todo caso, el Transportador se reserva la prerrogativa de imponer las condiciones y requerimientos que considere necesarias, apropiadas o razonables al respectivo Remitente o Tercero para aprobar la conexión, quien deberá observarlas en todo momento, por cuenta, nombre, riesgo y responsabilidad exclusivos de dicho Remitente o Tercero.
- 20.3. El Transportador podrá solicitar al Remitente y Tercero la implementación de mecanismos o instrumentos que establezcan una indemnidad o que salvaguarden al Oleoducto y a otros de cualquier daño o reclamo que surja por o con ocasión de la construcción de la Conexión, en los términos que el Transportador determine. El respectivo Remitente o Tercero deberá atender dicha solicitud del Transportador.
- 20.4. La solicitud realizada por el Remitente o Tercero al Transportador, deberá contener como mínimo:
  - 20.4.1. Documento donde presenta de manera oficial la intención de Conexión al sistema, describiendo quienes son los interesados en realizarla, el punto de conexión proyectado, la motivación para realizar la Conexión y los beneficios que se buscan conseguir con la misma.
  - 20.4.2. Informe técnico que justifica la Conexión, incluyendo:
    - (a) Proyección del volumen a transportar.
    - (b) Especificaciones de Calidad del crudo a transportar.
    - (c) Análisis de ingeniería según condiciones operativas del punto de conexión propuesto, incluyendo el impacto a la capacidad del sistema.
    - (d) Tiempo estimado para realizar la conexión.
    - (e) Presupuesto proyectado para la realización de la conexión.
    - (f) Análisis de riesgo del proyecto de Conexión y su operación.
    - (g) Descripción del trámite que se adelantará o que se tenga en firme para obtención de permisos ambientales exigidos por las entidades/autoridades competentes.
    - (h) Especificaciones técnicas de medición en el punto de conexión
    - (i) Los terrenos que serían destinados para la conexión.
    - (j) Los demás documentos que el Transportador considere necesarios para realizar su evaluación.

20.5. En caso de que la conexión sea aprobada por el Transportador, se informará al Remitente o

Tercero las reglas básicas operativas y técnicas en materia de Conexiones.

- 20.6. La solicitud de Conexión podrá ser rechazada por el Transportador en caso de presentarse cualquiera de las siguientes causas, pero sin limitarse a ellas:
- (a) Errores en los diseños presentados.
  - (b) Porque existan razones de seguridad en la operación o restricciones de capacidad que impidan la conexión.
  - (c) Porque a causa de la conexión pueda afectarse la integridad del Oleoducto.
  - (d) Porque existan riesgos que afecten la continuidad de la operación del Sistema.
  - (e) Porque la conexión solicitada afecte la operación de otros Remitentes.
  - (f) Por orden de la autoridad competente.
  - (g) Por la negativa del Remitente o Tercero solicitante a aceptar las condiciones operativas y técnicas de la Conexión.
- 20.7. El Remitente o Tercero que solicita la Conexión, entiende y acepta que la construcción, administración, operación y mantenimiento de las Conexiones solicitadas por Remitentes o Terceros, incluidos los equipos y procedimientos de medición, serán responsabilidad del Transportador, salvo los costos que ello implique, los cuales serán en su totalidad a cargo del solicitante de la Conexión.
- 20.8. El hecho de que determinada solicitud de Conexión sea aprobada por el Transportador, en ningún caso lo obliga a proporcionar el Servicio de Transporte al Remitente o Tercero que solicitó la Conexión, hasta tanto las instalaciones de dicha Conexión cumplan con los requerimientos establecidos por el Transportador en el presente Manual.
- 20.9. En el caso de Conexiones en funcionamiento, el Remitente o Tercero no podrá modificar las instalaciones del Oleoducto o su forma de operación, sin la previa y expresa autorización del Transportador.
- 20.10. Los costos de las Conexiones estarán a cargo de quien las solicite.
- 20.11. Todos los conflictos relativos al procedimiento de solicitud de Conexión por parte de Remitentes o Terceros serán resueltos de conformidad por lo dispuesto en el Artículo 25 del presente Manual.
- 20.12. En el evento en el cual sea un Propietario el que presente la solicitud de Conexión, la misma será atendida por el Transportador conforme los acuerdos suscritos entre el Transportador y el Propietario. Todo lo no previsto en dichos acuerdos, seguirá las reglas establecidas en este Artículo.
- 20.13. Respuesta a la Solicitud de Conexión y/o Ampliación:
- 20.13.1. Una vez se cuente con la información completa y requerida por el Transportador, se llevará a cabo un análisis sobre la viabilidad de la Conexión.

- 20.13.2. Según el tiempo establecido en el presente Artículo, el Transportador entregará respuesta a la solicitud de Conexión presentada.
- 20.13.3. La entrada en funcionamiento de la Conexión implica la obligación, para el Remitente o Tercero que ha solicitado la misma, de acogerse a todas las reglas del presente Manual en las Entregas que haga al Oleoducto, excepto por las condiciones especiales que se llegasen a pactar entre el Transportador y los Remitentes en los Contratos de Transporte respectivos, las cuales en todo caso no irán en contra de lo establecido en el Manual.

## **ARTICULO 21. PROCEDIMIENTOS DE COORDINACIÓN DE OPERACIONES, ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL, COMUNICACIONES Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS.**

### **21.1. Coordinación de Operaciones:**

- 21.1.1. La operación del Oleoducto se lleva a cabo desde el Cuarto de Control, ubicado en la estación o campo en donde inicia el Oleoducto, mediante un Sistema SCADA, desde donde se comunica y monitorea permanentemente las variables de las estaciones y del Oleoducto.
- 21.1.2. La programación del Oleoducto define los volúmenes a transportar diariamente, facilitando la operación de la línea y las entregas programadas para transporte.
- 21.1.3. La programación del Oleoducto realiza la planeación del movimiento de volúmenes en todo el sistema, transportando el 100% de los volúmenes entregados en custodia al Transportador y realizando retiros a otros sistemas según los requerimientos de los Remitentes.
- 21.1.4. La programación se realiza en ciclos mensuales, durante los cuales se presentan fechas clave en las cuales se recibe y se genera información sobre los diferentes periodos programados, conforme a lo indicado en la Artículo 5 del presente Manual.
- 21.1.5. El Transportador se reserva el derecho para realizar los ajustes que sean requeridos en la programación del Oleoducto cuando surjan imprevistos o Eventos Justificados o eventos de fuerza mayor, y siempre con el objeto de cumplir con el Programa de Transporte y mitigar los impactos al mismo.
- 21.1.6. En caso de cualquier visita y/o inspección, requerida por el Remitente, deberá solicitarse al área encargada de Operaciones del Transportador para su aprobación, con una anticipación de mínimo 30 Días, y con una frecuencia no mayor a una 1 vez al año.

### **21.2. Estructura Organizacional:**

El Transportador cuenta con la estructura organizacional que se presenta en el ANEXO 3, para soporte a la gestión operativa del Oleoducto. Las áreas de esta estructura están encargadas de la Coordinación, Seguimiento y Control a la ejecución de los contratos, planes y programas de transporte, implementando las mejores prácticas de la industria.

### **21.3. Comunicaciones y Atención de Emergencias:**

- 21.3.1. Las comunicaciones y demás aspectos asociados con la coordinación y ejecución de las actividades relacionadas en el presente Manual y los Contratos de Transporte, serán atendidas por el área de Marketing y Transporte del Transportador, según la Estructura Organizacional del ANEXO 3.
- 21.3.2. De acuerdo con los requerimientos de las Partes, de considerarse necesario se podrán realizar reuniones en las que participen el Transportador y los Remitentes, con el fin de revisar el cumplimiento del Programa de Transporte en ejecución y revisar el Plan de Transporte. En estas reuniones se revisarán los aspectos que impacten la operación del Transportador y se divulgarán aspectos de interés para los Remitentes.
- 21.3.3. El Transportador dispone de un Plan de Contingencia para apoyo a la operación del Oleoducto que contiene la organización, estructura y los procedimientos requeridos para la atención de emergencias que puedan afectar la integridad de las personas, el ambiente o la infraestructura. Para hacer frente a las emergencias, el Transportador aplica el plan de contingencia, el cual contempla los diferentes flujos de comunicación horizontal y vertical que se requieren para la activación, notificación y movilización de los recursos para la respuesta efectiva ante el suceso. Así mismo, se dará cumplimiento a los términos establecidos en la legislación para esta materia, según sea el evento en el cual apliquen.
- 21.3.4. En la atención de emergencias participa el personal de operaciones y mantenimiento del Transportador o quien éste designe como Operador del Oleoducto, así como el personal del nivel gerencial corporativo que soporta el manejo de las comunicaciones y el apoyo logístico requerido por el grupo de atención.
- 21.3.5. El Transportador en materia de preparación y prevención a emergencias informa, capacita, entrena y acuerda con las diferentes autoridades y organismos de atención de emergencias de los niveles locales, regionales y nacionales, su modo de actuación según el tipo de evento. Esto se complementa en los acuerdos establecidos con las empresas del sector para brindar soporte y apoyo mutuo, con el fin de mitigar mayores impactos por la emergencia.

## **ARTICULO 22. BOLETÍN DEL TRANSPORTADOR POR OLEODUCTO (BTO)**

- 22.1. El Transportador cuenta con una página web llamada “Boletín del Transportador” o “BTO”, por medio de la cual cumple con los requerimientos de la Res. 72 145 de 2014 al respecto.
- 22.2. El Transportador publicará las diferentes minutas de las modalidades de los Contratos de Transporte que pudiera celebrar con los Remitentes o Terceros.
- 22.3. El BTO tiene una sección para ser consultada por el público en general (acceso público), y otra sección únicamente para ser consultada por usuarios autorizados (acceso exclusivo), los cuales son autorizados por el Transportador.
- 22.4. Los Remitentes y Terceros deberán mantener como información confidencial toda la información de acceso restringido del BTO (la Información Confidencial) y no podrán vender,

divulgar, intercambiar, publicar, o de cualquier otra forma entregar a tercero alguno dicha información, ni siquiera mediante fotocopia o cualquier otra forma de reproducción, sin el consentimiento previo, expreso y escrito del Transportador, salvo en los siguientes eventos:

- 22.4.1. Si se trata de información propia del Remitente o Tercero que este le suministró al Transportador para su publicación en el BTO de conformidad con la normatividad vigente.
- 22.4.2. Si la Información Confidencial se vuelve de dominio público, siempre que lo anterior suceda por causas distintas a acciones u omisiones de los Remitentes o Terceros, o si alguno de ellos la había obtenido con anterioridad a su acceso al BTO de parte de terceros autorizados para poseerla no estando restringida su facultad de divulgarla.
- 22.4.3. Si la Información Confidencial fuera requerida por autoridad judicial competente, estando autorizada su revelación exclusivamente a dicha autoridad y estando el destinatario del requerimiento obligado a informárselo al Transportador antes de la entrega de la información.
- 22.4.4. Si la Información Confidencial es adquirida por el Remitente o Tercero de un tercero que esté legalmente facultado para disponer de dicha información, y autorice su divulgación.
- 22.4.5. La obligación de confidencialidad establecida bajo este Artículo subsistirá tras la pérdida del carácter de los Remitentes o Terceros.

### **ARTICULO 23. MODIFICACIÓN**

El Transportador podrá realizar adiciones o modificaciones a este Manual, de acuerdo con lo previsto en la Res. 72145 de 2014 o las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

### **ARTICULO 24. RESOLUCION DE CONTROVERSIAS**

A continuación, el Transportador define cada uno de los aspectos a tratar en la Resolución de Controversias que se llegaran a presentar durante la prestación del Servicio de Transporte:

#### **25.1. Controversias y Arreglo Directo:**

- 25.1.1. Toda diferencia o controversia que surja entre las Partes o entre dos o más Remitentes o Terceros entre sí (una "Parte en Disputa") que guarde cualquier relación con el Manual (una "Controversia") será resuelta a través de los mecanismos señalados en este Artículo, previa notificación escrita de una Parte a la otra acerca de la existencia de la Controversia (la "Notificación").
- 25.1.2 Sin que pueda entenderse como un requisito de procedibilidad, los representantes legales de las Partes en Disputa intentarán llegar a un arreglo directo que resuelva definitivamente la Controversia y que conste por escrito, dentro de los 30 Días siguientes a la fecha del envío de la Notificación. Si las Partes en Disputa llegaren a un arreglo directo que conste por escrito conforme a lo dispuesto en esta disposición, el mismo tendrá los efectos de una transacción.

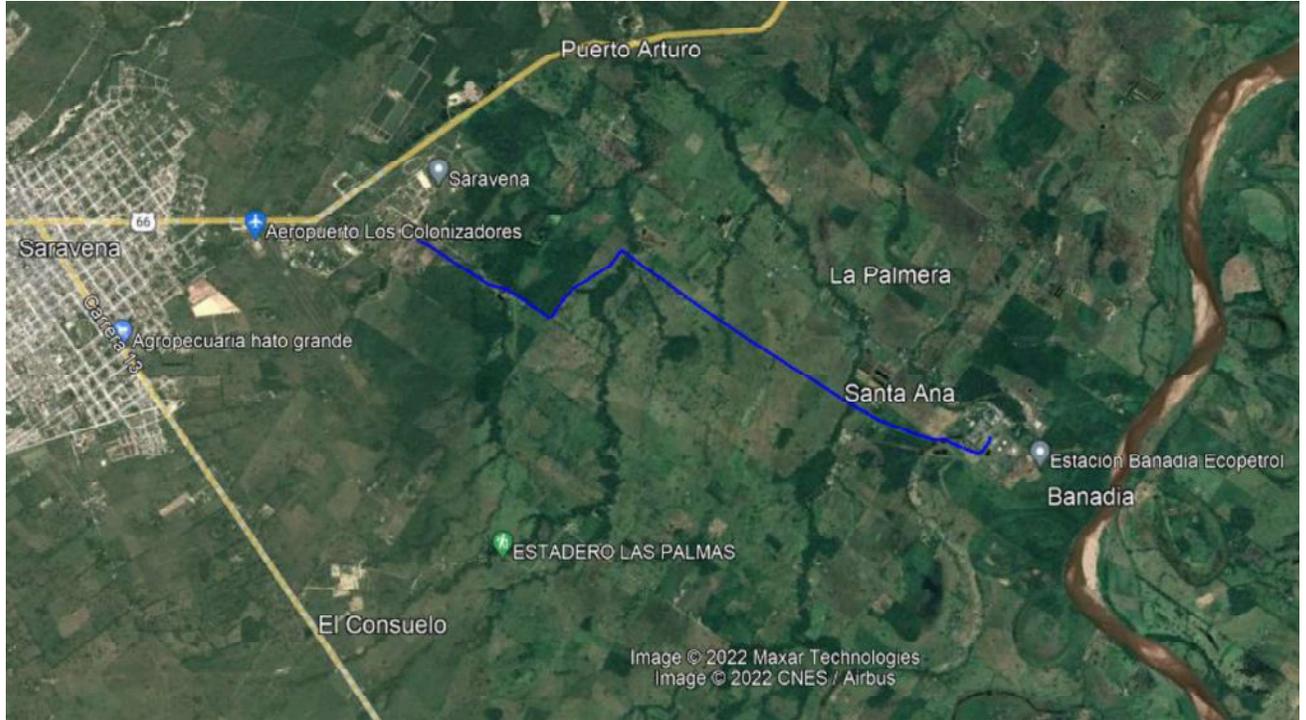
- 25.2. Cláusula Compromisoria: Toda Controversia entre dos o más Partes en Disputa que guarde cualquier relación con el Manual será resuelta de manera definitiva mediante arbitraje institucional, administrado por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá, de acuerdo con las siguientes disposiciones:
- 25.2.1. El tribunal estará integrado por un (1) árbitro, a menos que el valor de la disputa sea igual o mayor a 500 salarios mínimos legales vigentes, caso en el cual el tribunal estará integrado por tres (3) árbitros. En ambos casos, el (los) arbitro(s) será(n) designados de común acuerdo por las Partes en Disputa.
  - 25.2.2. Si las Partes en Disputa no designaren los árbitros de mutuo acuerdo dentro de un plazo de 30 Días contados a partir de la solicitud de convocatoria del tribunal, los árbitros serán designados por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá de la Lista A de Árbitros del mismo.
  - 25.2.3. El arbitraje se regirá por las normas vigentes en Colombia para arbitraje nacional institucional y resolverá en derecho.
  - 25.2.4. El tribunal funcionará con sede en Bogotá D.C.

#### **ARTICULO 25. RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE**

Este Manual se rige en todas sus partes por la legislación vigente en la República de Colombia.

## ANEXO 1 - DESCRIPCIÓN DE LOS OLEODUCTOS

## 1. OLEODUCTO ODA



Especificaciones generales de la obra (tipo de tubería, diámetro, estaciones de bombeo, condición de hermeticidad, capacidad transportadora).

- a. Tipo de tubería: Acero A106 Gr. B con recubrimiento exterior tipo Polyken
- b. Diámetro: 3"
- c. Estaciones de bombeo: la estación de bombeo corresponde a la Estación Arauca
- d. Condición de hermeticidad: La Línea Arauca-Banadía cuenta con un histórico de operación exitosa sin pérdida de contención en condición de operación a presiones entre 700-900 psi.
- e. Capacidad transportadora: 7,000 barriles por día

Medición: Estática en tanques de Campo Arauca.

Estación Arauca:

La Estación Arauca es el punto de inicio de la Línea de Transferencia Arauca-Banadía. El crudo en condiciones de venta proveniente de los tanques de almacenamiento ubicados en las facilidades del campo Arauca, es succionado por las bombas booster y enviado hacia las dos (2) bombas principales para ser despachado por el Oleoducto Arauca-Banadía. La medición oficial es estática en los tanques de la Estación Arauca. La alineación

en estación Arauca cuenta con trampa de 4" para envío de raspadores de limpieza interna.

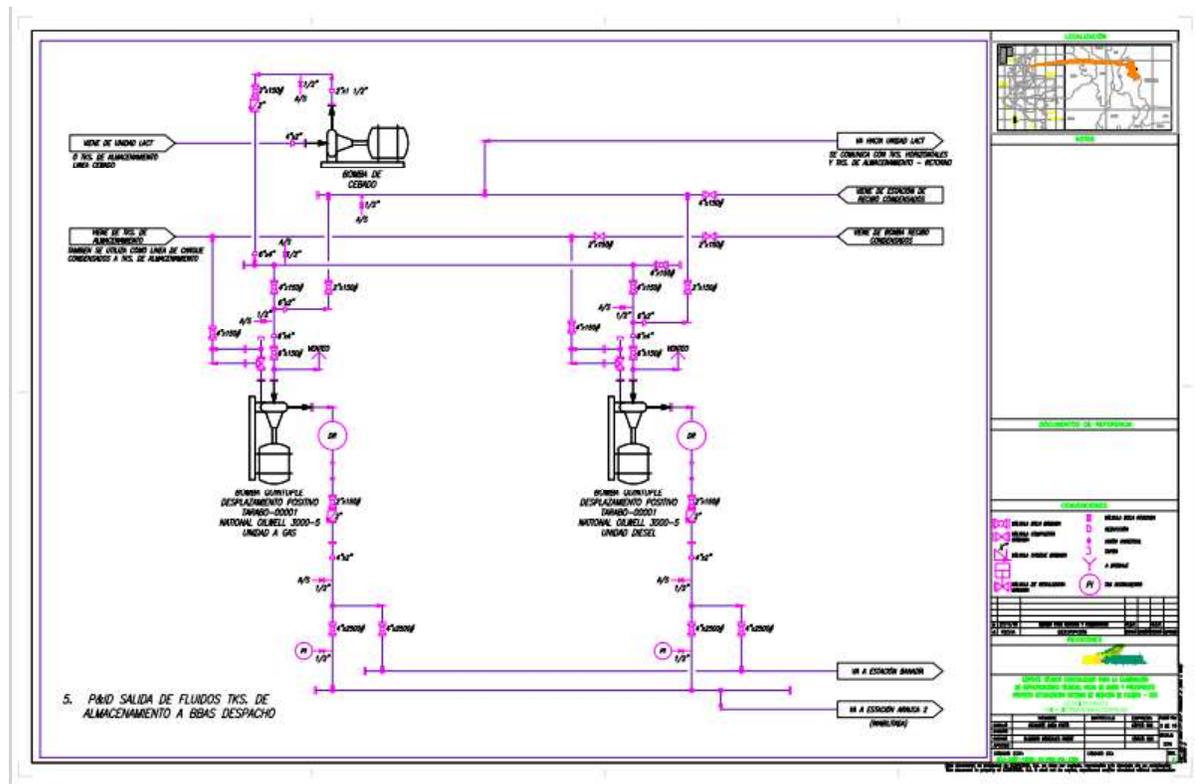
Ducto:

El ducto que transporta el crudo entre la Estación Arauca y la Estación Banadía tiene una longitud aproximada de 5,26 km y un diámetro de 3", pasando por los bloques Arauca operado por Parex y Banadía operado por Ecopetrol.

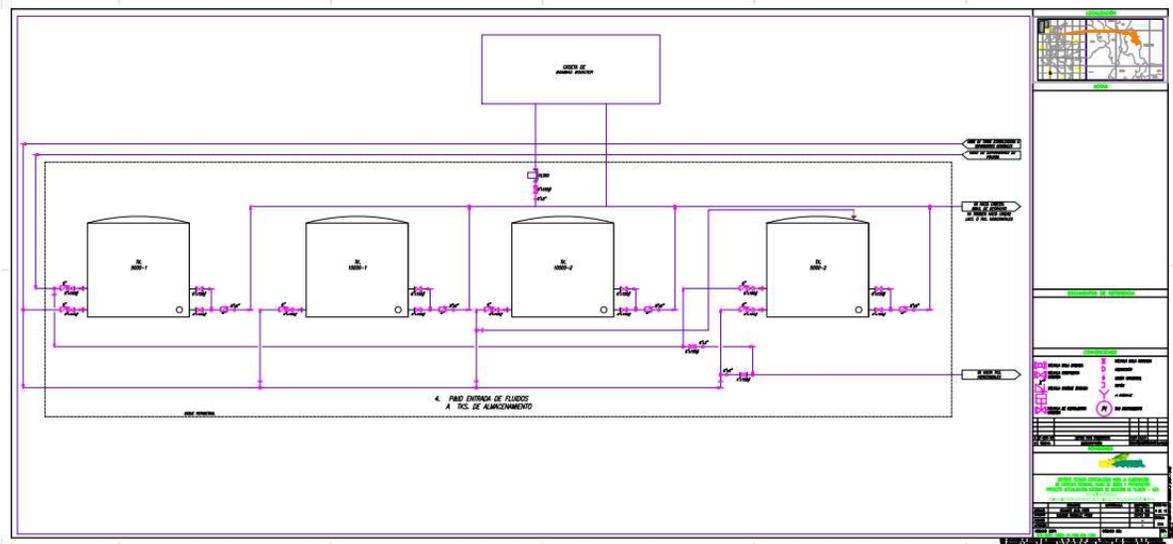
Estación Banadía:

La Estación Banadía es el punto final de la Línea de Transferencia Arauca-Banadía. La alineación cuenta con filtros previos a la conexión con Oleoducto Caño Limón-Coveñas, adicional de trampa para recepción de raspadores en 4". La operación de bombeo desde la estación Arauca es coordinada para ejecución con alienación simultánea del Oleoducto Caño Limón-Coveñas

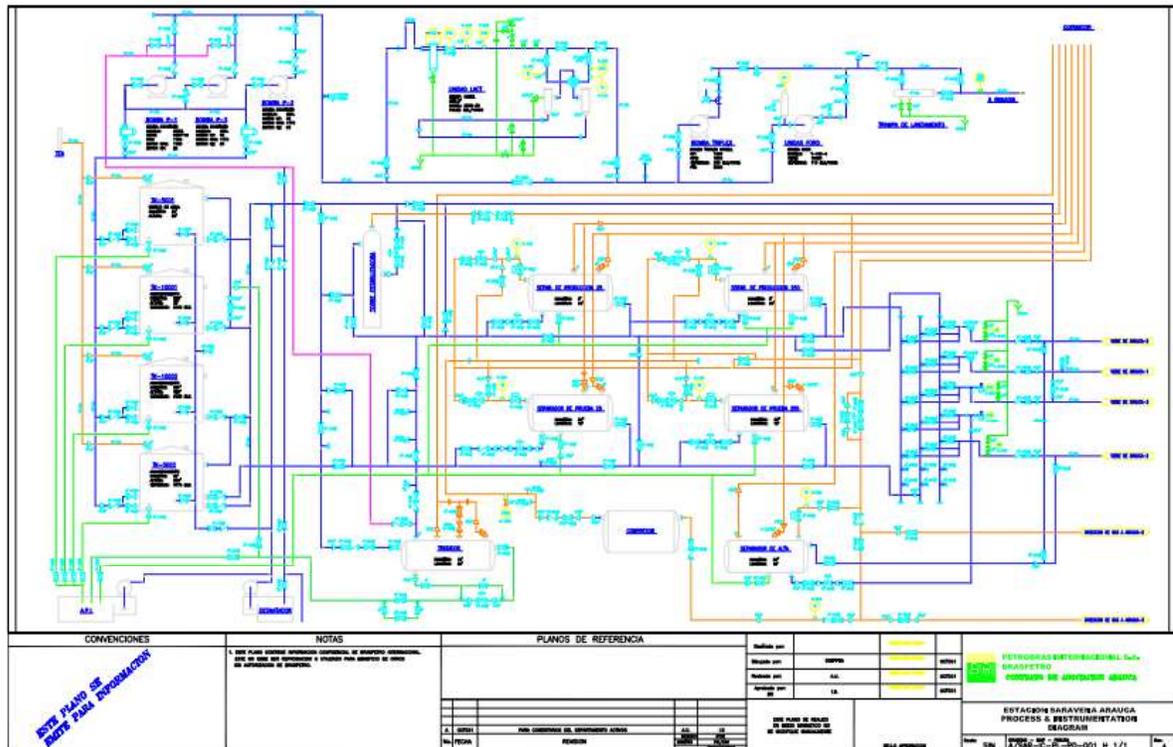
PDF CAMPO ARAUCA



PDF CAMPO ARAUCA



PDF CAMPO ARAUCA

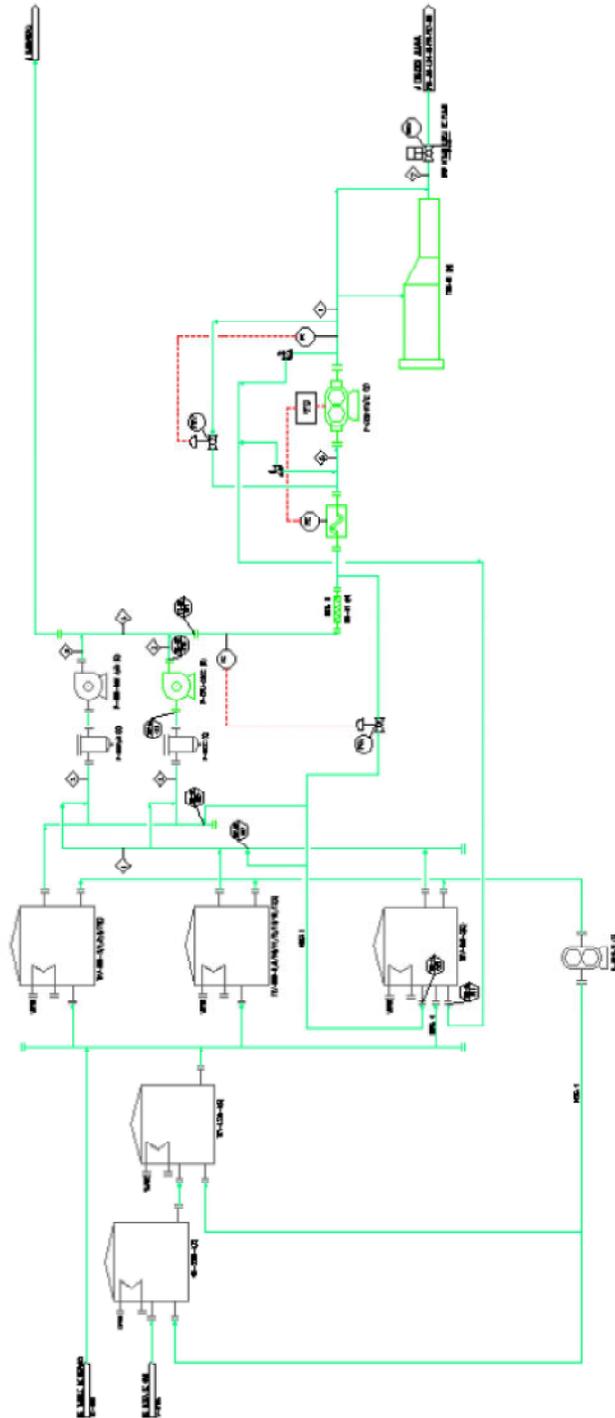


## 2. OLEODUCTO ODESCA

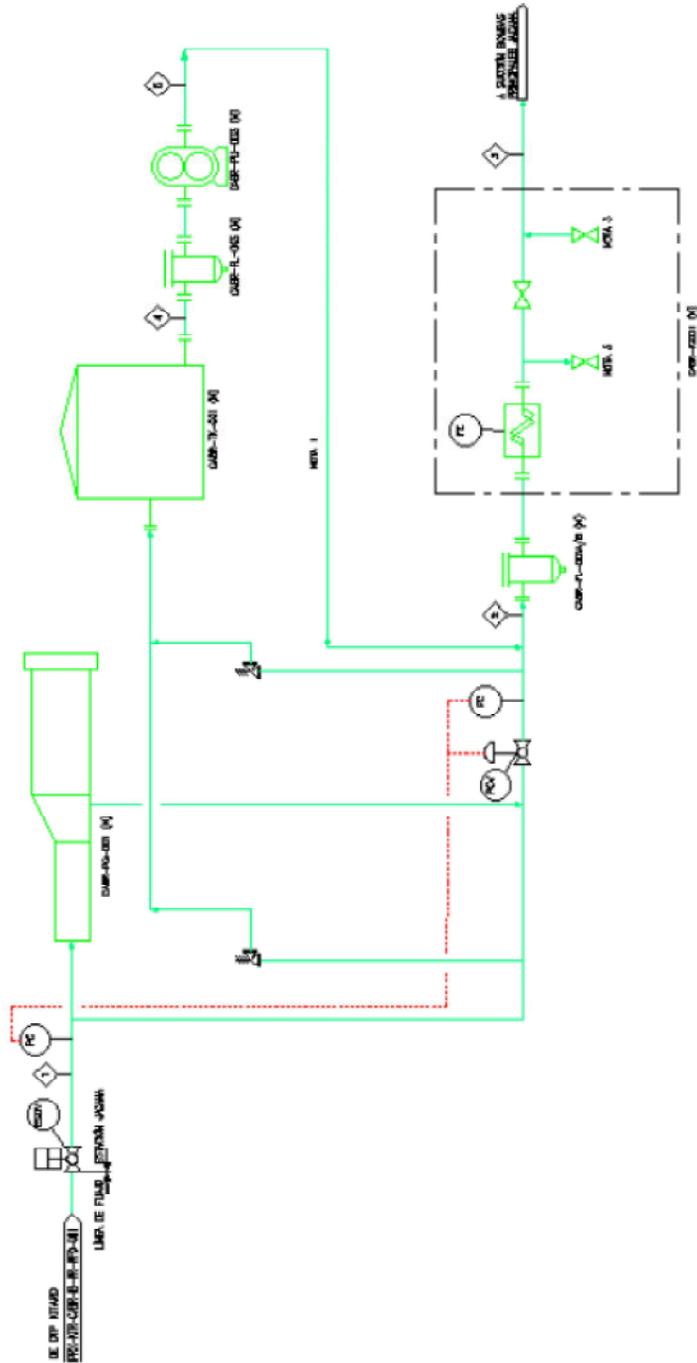


- Línea 11km, 6", ANSI 600 SCH 40. Enterrada
- Medición en Kitaro/Cabrestero:
  - Sistema de medición de calidad en línea: BSW.
  - Medidor Coriolis.
  - Liquidación diaria de calidad en laboratorio.
- Medición en Jacana:
  - Sistema de medición de calidad en línea: densidad, viscosidad y BSW.
  - Medidores Coriolis, dos brazos.
  - Liquidación diaria de calidad en laboratorio.
- Fibra óptica
- Protección catódica
- SIS: SDV, PIT, PSV, relevos.
- Control remoto: dos supervisores enlazados.

PDF KÍTARO



PDF JACANA



**ANEXO 2 - ESPECIFICACIONES DE CALIDAD MÍNIMAS**

Los diferentes Crudos o Mezclas de los Remitentes deben cumplir con los siguientes valores mínimos de calidad promedio, al momento de ingresar por los diferentes Puntos de Entrada, para poder ser aceptados para su transporte en el Oleoducto:

Parámetro	Valor Permitido
Gravedad API (°API @ 60°F)	12°
Temperatura de Entrega (°F)	Máximo 180 °F
Viscosidad Cinemática (cSt) 30°C	2200
Agua y sedimentos (BSW)	Máximo 0.500 % en volumen.
Contenido de sal en crudo, PTB	Máximo 20 libras por cada (1000) Barriles bruto.
Presión de Vapor Reid	Máximo 11 Psi a temperatura de operación.
Punto de fluidez	Máximo 12°C
Azufre en crudo, % Peso	Máximo 2.00 % en Peso.

Los valores de las calidades tendrán que ser ajustadas según el diseño del Oleoducto.

Lo anterior sin perjuicio que el Operador a través de sus análisis de calidad verifique otros parámetros, entre otros números de acidez (TAN) y metales, y con base en este monitoreo notifique al Remitente de acciones que deban tomarse para evitar impacto sobre la operatividad del sistema o de la afectación en calidad de otros Crudos.

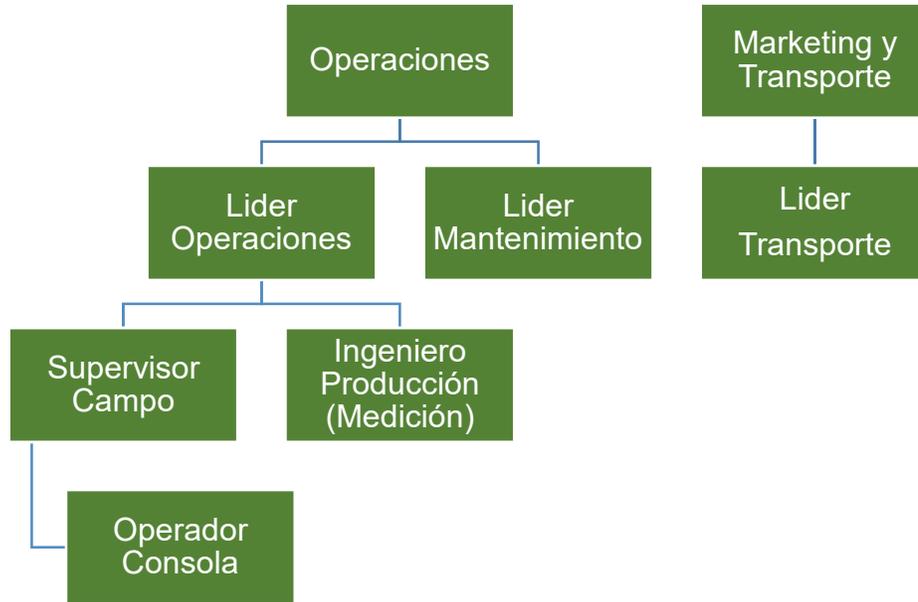
**Método a utilizar en los parámetros de calidad:**

A continuación, se presenta el método a utilizar por cada parámetro de calidad, conforme a las especificaciones del presente anexo.

Parámetro	Método
Gravedad API (°API @ 60°F)	ASTM D1298
Viscosidad Cinemática (cSt) 30°C	ASTM D445
Agua y sedimentos (BSW)	ASTM D4377 / ASTM D473
Contenido de sal en crudo, PTB	ASTM D3230
Azufre en crudo, % Peso	ASTM D4294

Presión de Vapor Reid (37.8°C), psia	ASTM D323
Punto de fluidez	ASTM D97
Temperatura de Entrega (°F)	API MPMS Cap 7

ANEXO 3 - ESTRUCTURA DE OPERACIÓN



**ANEXO 4 - NORMAS Y ESTÁNDARES DE MEDICIÓN APLICABLES**

<b>Nombre del Documento</b>
MPMS-API. Capítulo 1 Vocabulario
MPMS-API. Capítulo 3 Medición de Estática
MPMS-API. Capítulo 3.1A Medición manual de petróleo y productos del petróleo
MPMS-API. Capítulo 3.1B Normas prácticas para medición de nivel de hidrocarburos líquidos en tanques estacionarios por medición automática del tanque
MPMS-API. Capítulo 3.2 Medición de tanques – medición de petróleo y productos en carro-tanques
MPMS-API Capítulo 3.3. Nivel de medición de hidrocarburos líquidos en tanques presurizados de almacenaje estacionario por medición automática del tanque
MPMS-API. Capítulo 4. Sistema de Probadores
MPMS-API. Capítulo 4.1 Introducción
MPMS-API. Capítulo 4.2. Probadores de tubería
MPMS-API. Capítulo 4.3. Probadores de volúmenes pequeños
MPMS-API. Capítulo 4.8 Operación de los sistemas de Probadores
MPMS-API. Capítulo 4.9.2 Calibración de probadores por el método de calibración de Waterdraw Operación de los sistemas de Probadores
MPMS-API. Capítulo 5. Medición Dinámica
MPMS-API. Capítulo 5.2 Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de Desplazamiento Positivo
MPMS-API. Capítulo 5.3 Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de Turbina
MPMS-API. Capítulo 5.6 Medición de hidrocarburos líquidos por medidores de Coriolis
MPMS-API. Capítulo 6.1 Medición de hidrocarburos líquidos por Unidades LACT
MPMS-API. Capítulo 7 Determinación de Temperatura
MPMS-API. Capítulo 8. Muestreo
MPMS-API. Capítulo 8 Artículo 1. Muestreo Manual
MPMS-API. Capítulo 8 Artículo 2. Muestreo Automático
MPMS-API. Capítulo 8 Artículo 3. Mezcla y manejo de muestras líquidas
MPMS-API. Capítulo 9 Determinación de Densidad
MPMS-API. Capítulo 10 Determinación de Agua y Sedimentos
MPMS-API. Capítulo 11 Factores de corrección volumétrica
MPMS-API. Capítulo 12 Cálculo de cantidades del petróleo
MPMS-API. Capítulo 12.1 Cálculo de cantidades por medición estática. Parte 1
MPMS-API. Capítulo 12.2 Cálculo de cantidades por medición dinámica
MPMS-API. Capítulo 13 Control estadístico de medición
MPMS-API. Capítulo 15 Sistema Internacional de Unidades
MPMS-API. Capítulo 21 Sistemas de medición de flujo electrónicos

Además de las normas citadas anteriormente, se deberán tener en cuenta otras normas que apliquen según el caso

## ANEXO 5 - PROCEDIMIENTO PARA ELABORACIÓN DE BALANCES VOLUMÉTRICOS

### 1. Balance Volumétrico:

El Transportador realizará un Balance Volumétrico mensual para definir los movimientos operativos del Oleoducto como son: Inventarios iniciales, los volúmenes entregados por cada Remitente al Oleoducto, las Pérdidas Identificables, las Pérdidas no Identificables, los consumos, los inventarios finales y los Ajustes por CVC.

El Balance se realiza tanto en volúmenes Gross Standard Volume (G.S.V.) como en Net Standard Volume (N.S.V.) con el fin de determinar el Volumen Transportado (G.S.V.) y distribuir pérdidas y liquidar impuesto de transporte (N.S.V.).

### 2. Compensación Volumétrica Por Calidad:

El proceso de CVC consiste en determinar los Ajustes por CVC aplicables a los Crudos entregados por cada Remitente, dicho proceso estará administrado por el Transportador.

Los principios seguidos para desarrollar los Ajustes por CVC serán los siguientes:

#### a. Condición General:

El propósito de la CVC, es distribuir la propiedad de una corriente resultante de mezcla de Crudos a los propietarios de estos, respecto de la calidad inicial Entregada para transporte basado en un método de valoración de Crudos. El sistema entrega al Remitente para su Retiro en el Punto de Salida un mayor volumen del recibido inicialmente al Remitente en el Punto de Entrada, a aquellos propietarios del Crudo que por efecto de las mezclas que se producen en el transporte, desmejoraron la calidad de su Crudo y viceversa. El Proceso de CVC se podrá aplicar si se presentan las siguientes condiciones:

- (a) Mínimo dos Crudos con diferentes propiedades por Remitentes.
- (b) Diferente calidad de cada una de las corrientes a mezclar.
- (c) No segregación de crudos.

#### b. Para aplicar la CVC es necesario realizar las siguientes actividades:

##### ➤ Caracterización de Crudos:

Es el proceso de identificación de cada uno de los Crudos que forman parte de las corrientes que se transportan por el Oleoducto, comúnmente llamados Crudos puros o corrientes puras. A cada una de las Crudos puros o corrientes puras se les realiza una caracterización en un

laboratorio certificado, llamada "Assay tipo II". La caracterización de las corrientes se simula a través de un software que realiza simulación de mezclas de crudos y da como resultado las características tipo Assay.

La caracterización de los Crudos que se transportan por cada Oleoducto se debe revisar mensualmente por parte del Operador del respectivo Oleoducto o a quien éste designe, con el fin de determinar si es necesario realizar actualizaciones de los Assays, por:

- (i) Cambios mayores a 2° API del Crudo o corriente respecto al valor reportado en el último Assay Tipo II entregado, por un periodo de tres (3) meses consecutivos.
- (ii) Cambios en la composición del Crudo que no sean detectables mediante la observación de API y azufre. Al respecto el Remitente deberá informar esta situación al Transportador tan pronto tenga conocimiento.
- (iii) Entrada de nuevos crudos a una corriente.

De presentarse alguno de los casos citados anteriormente, el Transportador solicitará al respectivo Remitente la entrega de un Assay Tipo II dentro de un plazo de noventa (90) días siguientes a la solicitud que realice el Transportador. Durante este periodo la valoración del Crudo al cual se le solicitó el Assay, para efectos de CVC, será realizada por API y %S. Esta valoración por API y %S podrá ser realizada durante un periodo máximo de seis (6) meses sin perjuicio de la facultad del Transportador de abstenerse de recibir y transportar el Crudo objeto de la solicitud de Assay si no se cumple el requisito de entrega del mismo dentro de los 90 días mencionados.

➤ **Análisis de Laboratorio Autorizados**

Para que la caracterización del Crudo que entregue un Remitente al Transportador sea aceptada por este último y sea considerada para lo efectos de este Manual, se requiere un Assay Tipo II, el cual debe ser elaborado por una compañía o por un laboratorio certificado, bajo la Norma ISO 17025.

Para la elaboración de un Assay Tipo II, los muestreos y análisis de laboratorio deberán realizarse siguiendo las normas listadas a continuación y sus modificaciones o actualizaciones:

PRUEBA	NORMA
Destilación Atmosférica	ASTM D-2892-05
Destilación al Vacío	ASTM D-5236-03
Densidad	ASTM D-5002-05 y D-4052-02
Gravedad API	ASTM D1298
Agua y Sedimento en crudos (BSW)	ASTM D4377 / D473
Viscosidad Cinemática	ASTM D-445-06
Azufre Horiba	ASTM D-4294-03
Destilación Productos del Petróleo D-86	ASTM D-86-07
Azufre Leco	ASTM D-1552-03

VGC	ASTM D-2501-05
Destilación Simulada en Crudos y Fondos	ASTM D-5307-02 y D-7169-05
Punto de Fluidez	ASTM D5853-11
Destilación a presión reducida D-1160	ASTM D-1160-06
Número de Acidez Total (TAN)	ASTM D-664-06
Presión de Vapor REID	ASTM D-323-06
Contenido de Sal	ASTM D 3230
Análisis Cuantitativo de Crudos (metales)	ASTM D-5863-05
Curva Reológica Fluidos Alta Viscosidad	ICP PTE 119-008
Práctica Estándar para Muestreo Manual de Petróleo y Productos derivados del Petróleo	ASTM D 4057-95
Práctica Estándar para Muestreo Automático de Petróleo y Productos derivados del Petróleo	ASTM D 4177

Tabla 1. Listado de normas válidas para la realización de análisis de laboratorio y toma de muestras.

Cuando el análisis de viscosidad de fondos (“VBT”) no se pueda determinar por el método ASTM D-445-06, referido en la Tabla 1, anterior, se deberá entregar el cálculo realizado, certificado por laboratorio autorizado.

**c. Valoración de los Crudos:**

El primer paso para calcular el Ajuste por CVC es asignarle un precio a cada uno de los Crudos que fueron entregados en el Punto de Entrada para su transporte por el Oleoducto y que constituyen una mezcla en el Punto de Salida del Oleoducto.

El método de valoración de crudos podrá variar de tiempo en tiempo, según se acuerde entre Transportador y Remitentes.

La valoración de las corrientes puras y las mezclas se realizará siguiendo la siguiente metodología

- Metodología de Cortes por Destilación:

Este método utiliza una destilación en el laboratorio, de acuerdo con los cortes descritos en la Figura 1, que modela el comportamiento de cada uno de los procesos de refinación. Combinando el resultado del fraccionamiento del crudo con los precios en el mercado de EEUU de algunos productos refinados, se determina el valor del barril de dicho crudo en el mismo mercado.

FRACCIÓN		RANGO DE DESTILACIÓN
GASES	FOE	GASES LIVIANOS: METANO + PROPANO
	N-PROPANO	

FRACCIÓN		RANGO DE DESTILACIÓN
	ISO-BUTANO	
	N-BUTANO	
NAFTA	LIVIANA (NLV)	PENTANO A 160 °F
	PESADA (NAF)	160 °F A 350 °F
DIESEL (DIE)		350 °F A 650 °F
VACUUM GAS OIL (VGO)		650 °F A 1.000 °F
VACUUM BOTTOMS (VB)		> 1.000 °F

Figura 1. Fracciones de destilación utilizados en el modelo de valoración.

De los cortes anteriores se determinan las siguientes características (entre otras):

- Rendimiento volumétrico.
- API
- Azufre
- viscosidad a 86 °F, 100 °F, 122 °F y 212 °F

En la siguiente tabla se muestra la información que debe tener el Assay Tipo II para poder valorar los crudos que entren al sistema:

PROPIEDAD	UNIDADES	Crudo	NLV	NAF	DIE	VGO	VBT
Fracción	°F		IBP - 160 °F	160 - 350 °F	350 - 650 °F	650 - 1000 °F	1000 °F + Resid.
Rendimiento en peso	Wt %	N.A					
Rendimiento en volumen	Vol %	N.A					
Gravedad	API						
Azufre	Wt %						
ASTM @ 10 %	°F						
ASTM @ 50 %	°F						
ASTM @ 90 %	°F						
Viscosidad @ 86 °F	Centistokes						
Viscosidad @ 100 °F	Centistokes						
Viscosidad @ 122 °F	Centistokes						
Viscosidad @ 212 °F	Centistokes						
Presión de Vapor (RVP)	psi						
C <sub>1</sub> – Metano	Vol %						
C <sub>2</sub> – Etano	Vol %						
C <sub>3</sub> – Propano	Vol %						
i-C <sub>4</sub> – Isobutano	Vol %						
n-C <sub>4</sub> - Normal Butano	Vol %						
IC5-Isopentano	Vol %						
NC5-Normal Pentano	Vol %						
Neo-Pentano	Vol %						
Contenido de Níquel	WT.ppm						
Contenido de Vanadio	WT.ppm						

 Información Obligatoria  
 Información Opcional

Figura 2. Modelo de Assay Tipo II.

- Precios de los Productos en el Mercado Internacional.

A cada uno de los cortes indicados anteriormente se le asigna un precio de acuerdo con una canasta de precios definida en el mercado internacional; de acuerdo con la siguiente Tabla 2.

Para el cálculo del precio de los Petróleos se utiliza el promedio aritmético del precio de los productos intermedios de los últimos 3 meses, incluido el del Mes de Operación para el que se va a calcular la CVC.

PRODUCTOS INTERMEDIOS	FUENTE	PRECIO BASE
LPG	Argus	Mont Blevieu Spot, Low
Isobutano		
Normal Butano		
Gasolina Natural		
Nafta Doméstica	Opis	US Gulf Coast
Diesel # 2	Argus	Spot Pipeline, Lows
VGO Bajo Contenido de Azufre	Opis	US Gulf Coast
VGO Alto Contenido de Azufre		
Aceite Liviano de Ciclo FO 1% Azufre FO 3% Azufre	Argus	Spot Waterborne, Lows

Tabla 2. Canasta de Precios para los Productos

Los Valores obtenidos bajo la metodología aquí descrita corresponden a la tendencia de los precios del mercado, pero no corresponden al valor comercial del Crudo.

- Procedimiento Detallado de Valoración.

La valoración de los cortes se realiza de acuerdo con los cálculos incluidos en la Tabla 3.

Corte	Fórmula de valoración	Observaciones
LPG & Lighter	$Y_{(FOE+C_3)} \times \$LPG$	El rendimiento es la suma de C1, C2 y C3.
i-C4	$Y_{i-C_4} \times \$IsoButano$	
n-C4	$Y_{n-C_4} \times \$NormalButano$	

NAFTA (C <sub>5</sub> – 350 °F)	$Y_{NL} \times \$GasolinaNatural + Y_{NP} \times \$NaftaDoméstica$	NL: Nafta Liviana NP: Nafta Pesada
DIESEL (350 – 650 °F)	$Y_{Diesel} \times \$Diesel$	\$Diesel: a. Calcule la ecuación de la curva %S vs. \$ Diesel (Ver Nota1) b. Defina si requiere ajuste o no.
VGO (650 – 1000 °F)	$Y_{VGO} \times \$VGO$	\$VGO por ecuación (Ver Nota 2)
VB (> 1000°F)	$Vol_{FO} \times \$FO + Bono \%S - Vol_{LCO} \times \$LCO$	(Ver Nota 3) a. Mezcle los VB con LCO para obtener un FO de 50 VBN b. Defina Volumen de LCO utilizado. c. Calcule Volumen y %S de FO obtenido d. Defina si es FO de 1 o 3% e. Calcule precio de FO f. Calcule Bonificación de %S

Tabla 3. Procedimiento para el cálculo de los precios de los cortes

**Yi:** Es el porcentaje de rendimiento volumétrico de cada uno de los cortes obtenido en la caracterización tipo Assay del Petróleo según la Figura 2.

**Nota 1:** Para el cálculo de la curva de Diesel se siguen los siguientes pasos:

- Se toma el dato del Diesel del mercado de 0,2% S.
- Se resta 1 ¢ al precio anterior por galón y se define el precio de 0,5 % S.
- Con los dos precios anteriores se calcula la pendiente (*mD*) de la función precio Vs. %S para el Diesel.
- Si el contenido de azufre del Diesel es menor o igual a 0,2 % no se realiza ajuste por azufre y se toma el precio del Diesel de mercado de 0,2% S.
- Si el contenido de azufre del Diesel es mayor a 0,2 % se utiliza la siguiente ecuación así:

$\$Diesel = \$DieselMercado + (mD \times \%S_{Diesel})$  En cualquier caso, si el contenido de azufre es mayor a 0,3%, en la anterior fórmula la variable de azufre se limita a 0,3%.

**Nota 2:** Para el cálculo de la curva de VGO se siguen los siguientes pasos:

- Se toma el dato de precio del VGO Lo S (0,5% S).
- Se toma el dato de precio del VGO Hi S > 2% S y se asume como de 3% S.
- Con los dos precios anteriores se calculan la pendiente (*mVGO*) y el punto de corte

(InterceptoVGO) con el eje de la función precio Vs. %S para el VGO

- Se calcula la ecuación así:

$$\$VGO = \text{InterceptoVGO} + (mVGO \times \%S_{VGO})$$

**Nota 3:** Para el cálculo de VB se siguen los siguientes pasos:

- Se realiza una mezcla del VB con LCO para obtener un FO con 50 VBN.
  - Se asume que el LCO tiene un VBN de 20 y una GE de 0,9497 y un Contenido de Azufre de 0,7
  - $Vol_{LCO} = Y_{VB} \times ((20 - VBN_{VB}) / (50 - 20))$
- Con el volumen calculado de LCO, se calcula el FO = Vol LCO + YVB
- Con el volumen de Vol LCO + YVB, se calcula el contenido de azufre del F.
- Si el % S del FO es > 3%, se asume que es fuel de 3% de lo contrario que es FO de 1%.
- Una vez definido el tipo de FO, se calcula el factor del Bono de %S, ya sea para 3% o 1%.
  - Se calcula Bono 3%:  $Vol\ FO \times (3 - \%S\ FO) / 100$
  - Se calcula Bono 1%:
    - Si  $\%S\ FO < 1 = Vol\ FO \times (1 - \%S\ FO) \times 2,5 / 100$
    - Si  $\%S\ FO > 1 = Vol\ FO \times (1 - \%S\ FO) \times 1,3 / 100$
- Se calcula el precio del FO
  - $\$FO\ 1\% = Vol\ FO \times \$FO\ 1\%$
  - $\$FO\ 3\% = Vol\ FO \times \$FO\ 3\%$
- Se calcula el Bono
  - BONO ES:  $(\$FO\ 1\% - \$FO\ 3\%) / 2$
  - PARA 1% o 3% : Factor bono \* relación Bono
- Se calcula el valor del LCO y se resta del precio
- Metodología de Regresión Lineal Método API y azufre:

Para Crudos entregados por primera vez al Oleoducto, en caso de no contar con un Assay tipo II, se permitirá realizar la caracterización por medio de la regresión lineal con API y contenido de Azufre, Este método utiliza una base de datos de las características de API y el azufre de los crudos junto con su precio por barril en el mercado, para generar por medio de una regresión lineal las constantes de aplicación. En el caso en que se requiera valorar un crudo por esta metodología, el Transportador se registrará de acuerdo con los lineamientos requeridos

por el Manual del Transportador del sistema OCENSA y tomará las constantes B0, B1 y B2 de la valoración establecida por OCENSA para los crudos de los Llanos del mes para el cual se está determinando el ajuste por CVC.

Una vez se tienen las constantes descritas se puede obtener el precio del crudo utilizando únicamente las características de API y azufre que tiene este crudo.

La fórmula de precio se describe a continuación:

$$USD/BBL = B_0 + (B_1 \times SG) + (B_2 \times \%S)$$

**d. Cálculos de la CVC.**

Los pasos a seguir en el cálculo de distribución de volúmenes en la CVC se presentan en la siguiente figura. Todos los cálculos de ajuste por CVC se realizan en volúmenes netos (NSV):



Figura. Secuencia de cálculos para el proceso de CVC

**e. Unidades de Medición.**

En el proceso de registro de volúmenes se utilizan dos clases de unidades para reportar los movimientos de crudo en las estaciones, establecidas Internacionalmente así:

- Toda la información de la compensación volumétrica se realiza en NSV.
- Cuando se distribuye el Balance por Compañía (proceso de Compensación), se habla de Unidades Compensadas y Sin Compensar. El Término Compensado se refiere a aquellos Balances que se realizan siguiendo la metodología explicada en

CVC de este documento. Los volúmenes compensados se utilizan para presentar a las compañías la propiedad en el sistema y para efectos de programación marítima.

- El término sin compensar se refiere a todos aquellos Balances realizados sin tener en cuenta la conversión de barriles Originales a barriles Equivalentes.
- Los Volúmenes sin compensar se utilizan para cobro de Tarifa de Transporte y para recaudo de Impuesto de transporte.
- Por lo tanto, la compensación se presenta en las siguientes Unidades:
  - NSV Compensados: Se utiliza para Balance oficiales por compañía.
  - NSV Sin Compensar: Se utiliza para recaudo de Impuesto de Transporte.
  - GSV sin Compensar: Se utiliza para Cobro de Tarifa

### 3. Pérdidas.

El cálculo de la Pérdidas no Identificables se realizará de la siguiente manera:

$$PNI_{Total} = E_{Total} + II_{Total} + CVC + AJ - R_{AC} - D_{total} - R_{total} - IF_{total} - PI$$

La distribución de las PNI se realiza a prorrata según los volúmenes transportados durante el mes de Operaciones.

**PNI.** Pérdidas No Identificables: Se distribuyen de acuerdo con la participación en dólares de las entregas por Compañía del mes actual o mes a reportar.

**PI.** Pérdidas Identificables: Se distribuyen de acuerdo con la participación en dólares de las entregas por Compañía del mes anterior.

**II.** Inventario Inicial: Corresponde a la distribución del inventario final reportado en el ejercicio de compensación anterior.

**CVC.** Ajuste por CVC: conforme a lo establecido en el presente Anexo

**AJ.** Ajustes: Ajustes en el volumen que pueden corresponder a transferencias entre Remitentes o a correcciones de meses anteriores.

**R<sub>AC</sub>.** Retiros de Autoconsumos: Se distribuye según acuerdo entre los Propietarios o Remitentes (puede cambiar de tiempo en tiempo).

**D.** Despachos: Cuando corresponden a una Estación, se distribuyen de acuerdo con los porcentajes de crudo disponible por compañía, luego de descontar volúmenes remanentes. Los Balances Volumétricos de las líneas se determinan por Balance del Sistema, es decir, se calculan con la misma ecuación.

**R.** Retiros de Compañías: Se descuenta a la compañía que solicita el Retiro del volumen.

**IF** Inventario Final: En las Estaciones o balances de Trayecto se calcula con la ecuación anterior. En los balances volumétricos de las líneas corresponde a la distribución según el porcentaje de participación de propiedad del Sistema.

### 4. Balance Volumétrico:

**a. Balance Volumétrico Diario:**

Este balance no incluye el cálculo de las pérdidas por evaporación y tiene como finalidad verificar el cumplimiento de las nominaciones y estimar las Pérdidas No identificables (PNI), las cuales no deben superar el 0,5% del Volumen Transportado. En caso de superarse el mencionado límite, el Transportador indagará las posibles causas a fin de tomar las acciones correctivas en forma inmediata.

**b. Balance Volumétrico Mensual:**

Después de realizado las conciliaciones correspondientes, y teniendo en cuenta los informes presentados por la compañía independiente de fiscalización, se realizará un Balance Volumétrico Mensual, de acuerdo con los establecido en el presente manual.

**c. Balance Volumétrico Oficial:**

Dentro de los cinco (5) Días siguientes a que el Transportador informe el balance mensual, los Remitentes podrán solicitar aclaraciones y en caso de no recibir ninguna solicitud de aclaración dentro del lapso mencionado, el balance mensual se considerará oficial, de conformidad con los términos establecidos en la Res. 72 145 de 2014.

ANEXO 6 - MANUAL DE MEDICIÓN

Parex se reserva el derecho de publicación del Manual de Medición según lo establecido en la Resolución 72145 de mayo 7 de 2014, Art. 8, PAR. 3°.

<b>Versión</b>	<b>Fecha</b>	<b>Cambios Realizados</b>
<b>0</b>	<b>24-jun-2022</b>	<b>Versión Inicial en cumplimiento de lo previsto en la Resolución MME No. 72146 de 2014</b>
<b>1</b>	<b>08-abr-2024</b>	<b>Modificaciones relacionadas con la inclusión Oleoducto Arauca-Banadía – ODA dentro del alcance del Manual del Transportador</b>

<i>Rodrigo Olmos</i>	<i>Carolina Corredor</i>	<i>Mario Cepeda</i>	<i>Ana María Pinzón</i>
<i>Líder Transporte Terrestre y por Oleoductos</i>	<i>Líder de Operaciones</i>	<i>Líder Legal y Cumplimiento Regulatorio</i>	<i>Vicepresidente de Marketing y Transporte</i>
	 <small>Carolina Corredor (24 jun., 2024 16:35 CDT)</small>		
<i>ELABORÓ</i>	<i>REVISÓ</i>	<i>REVISÓ</i>	<i>APROBÓ</i>