

Versión	Páginas
3	1 de 73

**MANUAL DEL TRANSPORTADOR DE
CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.**



Versión	Fecha	Páginas	Descripción
1	1 abril de 2013	61	Cumplimiento de la Resolución 18-1258 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía. Inicio de la operación de Cenit.
2	21 de noviembre de 2014	80	Modificaciones realizadas en cumplimiento de la Resolución 72-145 de mayo 7 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.
3	1 julio de 2021	73	Modificación efectuada en atención a lo establecido en el Art. 7º de la Resolución 72-145 de 2014.

TABLA DE CONTENIDO

CLÁUSULA 1 – OBJETO DEL MANUAL Y NATURALEZA DE LOS OLEODUCTOS DE CENIT	4
CLÁUSULA 2 - DEFINICIONES.....	4
CLÁUSULA 3 – DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS OLEODUCTOS	16
CLÁUSULA 4 – SOLICITUDES DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE OLEODUCTOS	16
CLÁUSULA 5 – AMPLIACIONES E INVERSIONES EN LOS OLEODUCTOS	17
CLÁUSULA 6 – ELABORACIÓN DEL PLAN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE	18
CLÁUSULA 7 – EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE.....	28
CLÁUSULA 8 – RECHAZO AL TRANSPORTE DURANTE EL MES DE TRANSPORTE.....	30
CLÁUSULA 9 – CONDICIONES ESPECIALES DE TRANSPORTE.....	30
CLÁUSULA 10 – REGLAS PARA TRANSPORTE DE CRUDO SEGREGADO	31
CLÁUSULA 11 – DESVIACIONES EN EL CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE.....	32
CLÁUSULA 12 – DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD	33
CLÁUSULA 13 – MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO	37
CLÁUSULA 14 – LLENO DEL OLEODUCTO O LLENO DE LÍNEA.....	38
CLÁUSULA 15 – REQUISITOS DE CALIDAD DEL HIDROCARBURO	39
CLÁUSULA 16 – COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD o CVC.....	40
CLÁUSULA 17 – OBLIGACIONES DE LAS PARTES	42
CLÁUSULA 18 – RIESGOS Y RESPONSABILIDAD	42
CLÁUSULA 19 – RECLAMOS.....	44
CLÁUSULA 20 – HIDROCARBURO AFECTADO POR UN LITIGIO	44
CLÁUSULA 21 – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA PLANEACIÓN DEL TRANSPORTE Y COORDINACIÓN OPERACIONAL	45
CLÁUSULA 22 – SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.....	46
CLÁUSULA 23 – ENTRADA EN VIGENCIA	46
CLÁUSULA 24 - ADICIÓN Y MODIFICACIÓN.....	46

Versión	Páginas
3	3 de 73

ANEXOS

Anexo 1. Modelo de carta para Solicitud de Conexión	47
Anexo 2. Frecuencias de Verificación y Calibración Equipos de Medición de Cantidad de Hidrocarburos	48
Anexo 3. Requerimientos de Calidad del Hidrocarburo	51
Anexo 4. Mecanismos de Compensación Volumétrica por Calidad (CVC) por la Mezcla de Crudos	53
Anexo 5. Procedimiento de Ajustes o Balances Volumétricos del Oleoducto Caño Limón - Coveñas	58
Anexo 6. Nodos y Puntos de Entrada y Salida Oleoducto Caño Limón - Coveñas	69

CLÁUSULA 1 – OBJETO DEL MANUAL Y NATURALEZA DE LOS OLEODUCTOS DE CENIT

- 1.1.** Por su naturaleza, y conforme a lo establecido en el Código de Petróleos y las resoluciones emitidas por el Ministerio de Minas y Energía que regulan la materia, los Oleoductos de Cenit son de uso privado.
- 1.2.** El objeto de este Manual del Transportador (en adelante, el "Manual del Transportador" o "Manual"), es establecer las condiciones generales para el transporte de Crudos a través de los Oleoductos.
- 1.3.** Salvo cuando se especifique algo diferente, las disposiciones del presente Manual serán aplicables frente a los Remitentes y Terceros, así como al Transportador, para las operaciones de Entrega, Transporte y Retiros de Crudo a través de los Oleoductos de Cenit.

CLÁUSULA 2 - DEFINICIONES

Los términos aquí relacionados, tendrán el significado que se les asigna en este Manual. Serán aplicables tanto para el singular como para el plural, y los términos definidos en masculino, femenino o neutros, incluirán todos los géneros. Para aquellos términos no definidos en el presente Manual o que no hayan sido acordados por las Partes en el correspondiente Contrato de Transporte, se aplicará el significado que se les da en la Resolución 72145 del Ministerio de Minas y Energía o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- 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 toda persona natural o jurídica, pública o privada, entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales en la prestación del servicio de transporte de Crudo por Oleoductos. Se entienden como Agentes a los Remitentes y a los Transportadores.
- 2.3. Agua y Sedimento o S&W:** significa todo material que coexiste con el Crudo sin ser parte del mismo.

2.4. ANH: significa por sus siglas Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

2.5. Año o Año Fiscal o Año Calendario: significa el término que comienza a las 00:00:01 horas del primero (1) de enero de cada año y culmina el treinta y uno (31) de diciembre del mismo año a las 24:00 horas. Siempre refiriéndose a la hora colombiana.

2.6. API: significa (i) por sus siglas en inglés, "American Petroleum Institute" o en su traducción al castellano, "Instituto Americano del Petróleo", y/o (ii) método utilizado en la industria petrolera para medir la densidad de líquidos del petróleo. Se define como: Gravedad API= 141.5/SG-131.5 donde SG se define como Gravedad Específica o Densidad Relativa.

2.7. Assay: significa el conjunto de pruebas de laboratorio, basadas en las Normas ASTM, que utiliza una combinación de corridas que simulan los procesos de destilación atmosférica y de vacío para determinar la composición y las propiedades fisicoquímicas de una muestra de petróleo.

2.8. ASTM: significa por sus siglas en inglés, "American Society for Testing and Materials" o en su traducción al castellano, "Sociedad Americana para Pruebas y Materiales".

2.9. Aviso Provisional: significa la notificación que el Transportador dará al Remitente sobre los perjuicios o costos adicionales derivados del incumplimiento de las obligaciones del Remitente, o sobre su intención de Retirar y disponer de Crudo del Remitente para pagar sumas a favor del Transportador y a cargo del Remitente y/o para evitar afectaciones operativas en el Oleoducto.

2.10. Balance Volumétrico: significa el balance de las operaciones mensuales que elabora el Transportador al finalizar cada Mes de Operación, en el que registra las distintas calidades y cantidades del Crudo Entregado y Retirado en el Oleoducto, así como los inventarios, la determinación y distribución de las Pérdidas Identificables, las Pérdidas No Identificables y los ajustes por CVC del Crudo (cuando aplique).

2.11. Barril: significa el volumen igual a 42 galones de los Estados Unidos de América o 9,702.0 pulgadas cúbicas.

Versión	Páginas
3	6 de 73

2.12. Barriles Por Día Calendario (BPDC): para efectos de la Capacidad Efectiva, significa la unidad de medida del volumen promedio de un período determinado.

2.13. Boletín de Transporte por Oleoducto – 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 Resolución 72 145 de 2014 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, por las cuales se reglamenta el transporte de Crudos por Oleoductos, o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

2.14. Calidad del Crudo: significa las propiedades físicas y químicas del Crudo y sus Mezclas que se transportan por el Trayecto del Oleoducto.

2.15. Capacidad Contratada: significa la capacidad del Oleoducto comprometida mediante Contratos de Transporte, para un período determinado, entre el Transportador y los Remitentes.

2.16. Capacidad Contratada en Firme: significa la Capacidad Contratada que Cenit se obliga a garantizar en firme al Remitente calculada en BPDC.

2.17. Capacidad Contratada Sujeta a Disponibilidad: significa la Capacidad Contratada que Cenit compromete con un Remitente calculada en BPDC, sujeta a la existencia de Capacidad Sobrante.

2.18. Capacidad del Derecho de Preferencia: significa, para un período determinado, aquella parte de la Capacidad Efectiva del Oleoducto a la cual tiene derecho la Nación para transportar sus Crudos correspondientes al Derecho de Preferencia.

2.19. Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora: significa la capacidad máxima de transporte de Crudo prevista para el Oleoducto en un período, calculada con base en las propiedades fisicoquímicas promedio que afecten la fluidez de las Mezclas de Crudo que se van a transportar, las especificaciones operacionales de los equipos y tuberías instaladas en el Oleoducto.

2.20. Capacidad del Propietario: significa, para un período determinado, aquella parte de la Capacidad Efectiva de un Oleoducto a la cual tiene derecho un productor de Crudo como propietario directo de un sistema de Oleoducto de uso Privado, en función de su participación a los derechos del mismo.

2.21. Capacidad Efectiva o Capacidad Efectiva de Transporte: significa la capacidad máxima promedio de transporte de la cual se podrá disponer efectivamente para el transporte de Crudo en un periodo determinado. Se calcula como el producto de la Capacidad de Diseño por el Factor de Servicio

2.22. Capacidad Liberada: significa, para un Mes de Operación, la porción de la Capacidad Contratada y/o de la Capacidad del Propietario que Remitentes o propietarios respectivamente están dispuestos a ceder en el mercado secundario.

2.23. Capacidad Programada: significa la porción de la Capacidad Efectiva de transporte del Oleoducto que se le asigna a cada Remitente o Tercero solicitante del servicio de transporte, de acuerdo con lo previsto en el presente Manual.

2.24. Capacidad Sobrante: significa para un periodo de operación determinado, la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la suma de: i) la Capacidad del Derecho de Preferencia, ii) la Capacidad del Propietario (solo para Oleoductos de uso privado) y iii) la Capacidad Contratada. La Capacidad Sobrante estará disponible para que Terceros y Remitentes, en ejercicio del derecho de libre acceso a los Oleoductos, bajo un proceso de Nominación puedan acceder a transportar sus Crudos mediante contratos.

Nota: en caso de que un Remitente para un Mes de Operación determinado no realice la Nominación del volumen total de Crudo que tiene contratado, esta diferencia se tendrá en cuenta como Capacidad Sobrante bajo el proceso de Nominación respectivo.

2.25. Cedente o Remitente Cedente: significa el Remitente que cede parcial o totalmente a un Tercero u otro Remitente, los derechos de capacidad o la posición contractual que tiene en un Oleoducto.

2.26. Cenit: significa Transportador o Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., empresa transportadora propietaria de los Oleoductos que se describen en este Manual.

2.27. Cesionario o Remitente Cesionario: significa el Tercero o Remitente que recibe en cesión parcial o total de un Remitente Cedente los derechos de capacidad o la posición contractual que tiene este último en un Oleoducto.

2.28. Compensación por Desviación: significa un cobro adicional a la Tarifa de Transporte de Crudo que podrá aplicar el Transportador por desviaciones en el cumplimiento del Remitente en el Programa de Transporte.

2.29. Compensación Volumétrica por Calidad o CVC: significa el modelo cuya aplicación compensará con un mayor volumen del recibido inicialmente, a aquellos Remitentes que por efecto de las Mezclas que se producen en el transporte, desmejoran la Calidad de su hidrocarburo y, compensará con un menor volumen del recibido inicialmente, a aquellos Remitentes que, por efecto de las Mezclas que se producen en el transporte, mejoran la Calidad de su hidrocarburo, de forma tal que los saldos volumétricos finales por este concepto sean iguales a cero (0). El Transportador será el liquidador y mediador de las compensaciones para propiciar un ajuste. Los Remitentes participantes en la Mezcla podrán acordar entre ellos que no se aplique el mecanismo de compensación por calidad.

2.30. Condiciones Monetarias: significa los sobrecargos y/o descuentos que se aplicarán sobre la Tarifa de Transporte según lo establecido en la Resolución 72 146 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

2.31. Conexión: significa la instalación que permite la Entrega de Crudo al Oleoducto y/o el Retiro de Crudo desde el Oleoducto. La Conexión excluye el Punto de Entrada y/o el Punto de Salida.

2.32. Contrato de Transporte: significa el acuerdo de voluntades formalizado por escrito entre el Transportador y un Remitente, por medio del cual el Transportador se obliga para con el Remitente, a cambio de un precio compuesto por la Tarifa de Transporte y las Condiciones Monetarias, a transportar Crudo Entregado por el Remitente en un Punto de Entrada hasta el Punto de Salida, a través del Oleoducto.

2.33. Cortes por Destilación: Tendrá el significado enunciado en el Anexo 4. Mecanismos de Compensación Volumétrica por Calidad por la Mezcla de Crudos.

2.34. Coordinación de Operaciones: significa el conjunto de actividades que ejecuta el Transportador para controlar el desarrollo del Programa de Transporte y procurar su cumplimiento.

2.35. Crudo: significa petróleo, conforme a la definición del Artículo 1° del Código de Petróleos, que existe en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquida a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie.

2.36. Crudo a Transportar: significa los Crudos que se entregan al Oleoducto para su transporte. En esta categoría se incluyen los Crudos Fiscalizados, tanto segregados o separados de los otros, como Mezclados entre ellos, pudiendo en ambos casos estar Mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su transporte.

2.37. Crudo Fiscalizado: significa el Crudo tratado, deshidratado, desgasificado, drenado, reposado, estabilizado y medido en las instalaciones de fiscalización y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, o quien haga sus veces.

2.38. Crudo Segregado: Significa el Crudo que, por acuerdo entre el Transportador y un Remitente, se decide transportar por el Oleoducto sin mezclarse con otros Crudos.

2.39. Derecho de Preferencia: 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. Para los Oleoductos de Uso Privado será el Crudo procedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el Oleoducto. El Derecho de Preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la Capacidad de Diseño.

2.40. Día: significa el período de veinticuatro (24) horas que comienza a las 00:00 de un día y termina a las 24:00 del mismo día, siempre refiriéndose a la hora colombiana. Se entenderán días calendario.

Versión	Páginas
3	10 de 73

2.41. Diluyente: significa, según el Artículo 18° de la Resolución 72-145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o la que la adicione, modifique, complemente o sustituya, el agente químico cuyo propósito es ajustar el Crudo a transportar

2.42. Entrega: significa el acto por medio del cual se transfiere al Transportador la custodia de un volumen de Crudo del Remitente para ser transportado por el Oleoducto. La Entrega se efectúa en el Punto de Entrada.

2.43. Esfuerzo Razonable: significa las medidas razonables y oportunas que hubiere tomado un Transportador, según las exigencias de operación de un Oleoducto, para evitar un perjuicio cualquiera o su agravación.

2.44. Evento Justificado: significa cualquier evento o circunstancia que se encuentre fuera del control del Transportador, tales como: causa extraña, fuerza mayor, caso fortuito, hecho de un Tercero o de la víctima, vicios propios o inherentes al Crudo.

2.45. Factor de Servicio: significa el porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad de Diseño calculado para un periodo determinado, debido a las posibles restricciones operacionales y de mantenimiento, tanto del Oleoducto, como de sus instalaciones conexas y complementarias. Se deben tener en cuenta, entre otros, los efectos de la no disponibilidad de equipos mecánicos, los programas de mantenimiento, el factor de bacheo, la disponibilidad de facilidades de almacenamiento en los Nodos de Entrada y de Salida, la programación de Entregas y Retiros en los Nodos de Entrada y de Salida, y la disponibilidad y Capacidad de los Oleoductos conectados.

2.46. Gravedad Específica (SG): Significa la relación entre la masa de un volumen dado del líquido a 15°C (u otra temperatura estándar, como por ejemplo 60°F) y la masa de un volumen igual de agua pura a la misma temperatura. Cuando se reportan resultados se debe especificar la temperatura de referencia estándar; por ejemplo, densidad relativa 15 /15°C.

2.47. Interfase: significa la Mezcla de volumen de Crudos que ocurre en la zona de contacto de dos baches de Crudo que se transportan por un Oleoducto.

2.48. Lleno de Línea, Lleno del Oleoducto o Lleno del Sistema: significa el volumen de Crudo necesario para el llenado del Oleoducto y los fondos no

Versión	Páginas
3	11 de 73

bombeables de los tanques de almacenamiento del o que sirvan al Oleoducto y todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y medición.

2.49. Manual del Transportador o Manual: significa el presente documento que se constituye como el Manual del Transportador de Cenit, incluyendo sus Anexos, los cuales forman parte integral del Manual.

2.50. Medición Dinámica: significa la determinación de la cantidad del Crudo en movimiento que pasa a través de un equipo o instrumento dado durante un tiempo específico, cumpliendo normas y estándares definidos para tal fin.

2.51. Medición Estática: significa la determinación de la cantidad del Crudo contenido en tanques de almacenamiento en estado de reposo en un momento dado, cumpliendo normas y estándares definidos para tal fin.

2.52. Mejorador de Flujo: significa el agente químico que puede modificar el régimen de flujo de Oleoducto mediante la reducción de las pérdidas por fricción, permitiendo así incrementar el caudal con el mismo consumo de energía o alternativamente mantener el mismo caudal con menor consumo de energía.

2.53. Mercado Secundario: significa el mercado mediante el cual Remitentes y Terceros adquieren Capacidad Liberada ofrecida en el BTO, por medio de cesiones totales o parciales de Capacidad Liberada, suscritas con Remitentes que cuentan con Capacidad Contratada.

2.54. Mes Calendario o Mes: significa el período de tiempo que comienza a las 00:00:01 horas del primer Día de un mes gregoriano y termina a las 24:00 horas del último Día del mismo mes gregoriano.

2.55. Mes de Nominación: significa el Mes en el cual se realiza el proceso de Nominación y que se realiza dos (2) Meses previos al Mes de Operación.

2.56. Mes de Operación: significa el Mes durante el cual el Transportador ejecuta el Programa de Transporte.

2.57. Mezcla o Crudo Mezclado: significa la combinación de diferentes Crudos, antes y/o después de ser Entregados en el Oleoducto para ser transportados, y que pueden estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su transporte (ejemplo: Mejorador de Flujo, Diluyente, entre otros).

Versión	Páginas
3	12 de 73

2.58. Nodo de Entrada: significa el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente entrega el Crudo y en el cual se inicia un Trayecto.

2.59. Nodo de Salida: significa el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente recibe el Crudo del Oleoducto y en el cual termina un Trayecto.

2.60. Nominación: significa la solicitud formal del servicio de transporte para el Mes de Operación, y tentativa para los cinco (5) Meses siguientes, que especifica el volumen de transporte requerido, el Punto de Entrada, el Punto de Salida y la Calidad del Crudo que se solicita transportar.

2.61. Oleoducto: significa todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de Crudo desde el Nodo de Entrada hasta el Nodo de Salida pudiendo incluir, entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del Oleoducto.

2.62. ONAC: significa Organismo Nacional de Acreditación de Colombia.

2.63. Operador: significa el Transportador, y/o la persona natural o jurídica designada por éste, para ejecutar las labores de operación y/o mantenimiento del Oleoducto.

2.64. Parte: significa en el Contrato de Transporte, el Transportador y/o el Remitente, o sus cesionarios, según sea el caso.

2.65. Pérdidas Identificables: significa las pérdidas definidas en la Resolución 72-145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

2.66. Pérdidas No Identificables: significa las pérdidas definidas en la Resolución 72-145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

2.67. Plan de Transporte: significa la proyección de los volúmenes que se van a transportar por el Oleoducto, con base en los compromisos contractuales de la

Versión	Páginas
3	13 de 73

Capacidad Contratada y de ley, tanto de la Capacidad del Derecho de Preferencia como de la Capacidad del Propietario, y así estimar la Capacidad Sobrante para el mediano (un año) y largo (cinco años) plazo.

2.68. Prácticas Prudentes de la Industria: significa las prácticas aplicadas por un experimentado y prudente Transportador por Oleoductos, las cuales reflejan apropiadamente el contexto de las operaciones en Colombia, considerando particularidades derivadas de condiciones climatológicas, topográficas, de orden público, socioambiental y por el estado conocido de la infraestructura.

2.69. Programa de Transporte o Programa: significa el programa de operaciones del Oleoducto para un Mes de Operación y tentativa para los cinco (5) Meses siguientes, elaborado por el Transportador, con base en el ciclo de Nominación de transporte. Especifica el uso de la Capacidad Efectiva, los volúmenes de Crudo que ingresan en los Puntos de Entrada y los volúmenes de Crudo que salen del Oleoducto en los Puntos de Salida.

2.70. Punto de Entrada: significa el punto exacto del Oleoducto, en el cual el Transportador asume la custodia del Crudo Entregado por el Remitente en el Nodo de Entrada. Se debe especificar en el Contrato de Transporte.

2.71. Punto de Fluidez: significa la temperatura a la cual un Crudo deja de fluir y que puede determinarse siguiendo los protocolos establecidos en la norma ASTM D-97.

2.72. Punto de Salida: significa el punto exacto del Oleoducto en el cual el Remitente Retira el Crudo Entregado por el Transportador en el Nodo de Salida y cesa la custodia del Crudo por parte del Transportador. Se debe especificar en el Contrato de Transporte.

2.73. Remitente: significa la persona natural o jurídica a la cual el Transportador, mediante un Contrato de Transporte, le presta el servicio de transporte de Crudos por el Oleoducto. Se entenderá que el Remitente actúa como dueño del Crudo a Transportar a menos que se especifique lo contrario. Entre los Remitentes se encuentra el Gobierno en lo que corresponde al Derecho de Preferencia, a través de la ANH o quien haga sus veces, y el Propietario. Los Terceros y la ANH adquieren la calidad de Remitentes cuando suscriben un Contrato de Transporte con el Transportador.

Versión	Páginas
3	14 de 73

2.74. Retiro: significa el acto por medio del cual el Transportador devuelve al Remitente o a quien éste designe, en el Punto de Salida, un volumen de Crudos, cesando su custodia sobre el mismo.

2.75. Retiro en Defecto: significa el volumen de Crudo que un Remitente no ha retirado de acuerdo con el Programa de Transporte.

2.76. Retiro en Exceso: significa el volumen de Crudo que ha sido retirado por un Remitente por encima de lo establecido en el Programa de Transporte.

2.77. Tarifa de Transporte: precio por Barril de Crudo según la modalidad del Contrato de Transporte para un Trayecto que cobra el Transportador a los Remitentes y que es la base de la liquidación del impuesto de transporte, acorde con lo previsto en los Artículos 56° y 57° del Código de Petróleos y con la Resolución 72-146 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que modifiquen o sustituyan las citadas disposiciones.

2.78. Tercero: significa toda persona distinta al Remitente que solicita la prestación del servicio de transporte por Oleoducto por medio del proceso de Nominación reglamentado en este Manual, cumpliendo con las fechas, requisitos y procedimientos aquí establecidos.

2.79. Transportador: significa Cenit, propietario de cada uno de los Oleoductos.

2.80. Trayecto: significa la parte de un Oleoducto, comprendida entre un Nodo de Entrada y un Nodo de Salida.

2.81. Utilice y Pague: significa la modalidad contractual bajo la cual se compromete parte de la Capacidad Contratada en Firme y en virtud de la cual, el Remitente queda obligado a pagar una Tarifa de Transporte únicamente por los volúmenes efectivamente utilizados dentro de dicha capacidad.

2.82. Valor Declarado: corresponde al valor que se dará al crudo al momento de presentarse una pérdida de crudo no justificada, es decir aquella que no se trate de un evento justificado, evento eximiente o condición de fuerza mayor; (i) para el Crudo tipo Mezcla Vasconia será el promedio de las cotizaciones para el Crudo Vasconia, según publicación de Argus u otra publicación similar durante el Mes de Operación, (ii) para el Crudo tipo Mezcla Castilla, será el promedio de las cotizaciones para el Crudo Castilla, según publicación de Argus u otra

Versión	Páginas
3	15 de 73

publicación similar durante el Mes de Operación (en todos los casos se tomará el promedio aritmético redondeado a cuatro cifras decimales), y (iii) para Crudo diferente del señalado en los numerales (i) y (ii) anteriores, que no tenga una cotización en Argus u otra publicación similar, se determinará utilizando el promedio de Gravedad Específica (SG), determinada en función de la gravedad API, y contenido de azufre (%S) del Crudo a valorar, según el reporte de Calidad y cantidad del Mes de Operación, del Crudo cuyo precio se quiere determinar, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Precio por Barril en Dólares} = b_0 + (b_1 * \text{SG}) + (b_2 * \% \text{S})$$

Donde:

b₀ = precio base del Petróleo

b₁ = coeficiente de ajuste de precio por SG

b₂ = coeficiente para ajuste de precio por contenido de azufre (%S)

Los valores para b₀, b₁ y b₂ utilizados en esta fórmula serán aquellos obtenidos en el proceso de valoración de Crudos en la Compensación Volumétrica por Calidad del Mes de Operación de referencia, según los procedimientos rutinarios establecidos por el Transportador.

2.83. Volumen Bruto o Volumen Bruto Observado: significa el volumen de Crudo medido a las condiciones existentes de presión y temperatura, incluyendo agua disuelta, agua suspendida y sedimento suspendido pero excluyendo agua libre y sedimentos de fondo. También conocido como GOV, por su sigla en idioma inglés de la expresión *Gross Observed Volume*.

2.84. Volumen Bruto Estándar a 60°F: significa el volumen de Crudo, incluyendo agua disuelta, agua suspendida y sedimento suspendido, pero excluyendo agua libre y sedimentos de fondo, calculado a condiciones estándar (60°F y 14.7 lb-f/in², o 15°C y 1.01325 bares). También conocido como GSV por su sigla en idioma inglés de la expresión *Gross Standard Volume*.

2.85. Volumen Neto o Volumen Neto Estándar: significa el volumen de Crudo excluyendo agua total y sedimento total, calculado a condiciones estándar (60°F y 14.7 lb-f/in², o 15°C y 1.01325 bares). También conocido como NSV por su sigla en idioma inglés de la expresión *Net Standard Volume*.

Versión	Páginas
3	16 de 73

2.86. Volumen a Transportar o Volumen Transportado: significa el Volumen Bruto Estándar a 60°F Entregado por el Remitente al Transportador en el Punto de Entrada.

CLÁUSULA 3 – DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS OLEODUCTOS

La descripción general de cada uno de los Oleoductos se encuentra publicada, de manera única, en la siguiente ruta del BTO en la página web de Cenit: www.cenit-transporte.com/Clientes/Oleoductos/Boletín del Transportador Oleoductos/Descripción del Sistema.

CLÁUSULA 4 – SOLICITUDES DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE OLEODUCTOS

Quien se encuentre interesado en una Conexión para un Punto de Entrada y/o un Punto de Salida del Oleoducto, deberá solicitarlo al Transportador, a través de una comunicación formal dirigida al área comercial de Cenit, a través del Representante Legal de la persona interesada, con copia a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía.

El proceso de solicitud y atención de una Conexión se ejecutará según se indica a continuación:

- 4.1. El Remitente o Tercero interesado en obtener la autorización para la Conexión al Oleoducto, presentará al Transportador la solicitud de acceso conforme se especifica en este Manual y en el **Anexo 1. “Modelo de carta para solicitud de conexión”**.
- 4.2. El Transportador verificará la información remitida y realizará un análisis de factibilidad técnica de la Conexión, pudiendo solicitar aclaraciones o ampliaciones.
- 4.3. El Transportador, de manera expedita y en un tiempo no mayor de tres (3) Meses, deberá dar respuesta al solicitante.
- 4.4. El Transportador será el único encargado de realizar la ingeniería y la construcción de la infraestructura requerida para el Punto de Entrada y/o Punto de Salida del Oleoducto. Mediante acuerdo con el solicitante, se determinará la forma mediante la cual realizará al Transportador la

remuneración relacionada con la construcción y mantenimiento de dicho Punto de Entrada y/o Punto de Salida del Oleoducto.

- 4.5. Las facilidades de Conexión hasta el Punto de Entrada y/o Punto de Salida podrán ser ejecutadas por el Transportador o por el solicitante, con previo acuerdo entre las partes.
- 4.6. El solicitante, de común acuerdo con el Transportador, podrá adelantar el proceso de ingeniería y construcción por su cuenta, desde la válvula de derivación del Oleoducto hasta las instalaciones del solicitante, siguiendo los requerimientos de diseño establecidos en el código ASME B31.4 "*Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries*", la especificación de la clase de materiales de tubería, accesorios y válvulas (*piping class material*) de Cenit (la cual será suministrada por Cenit previo al inicio del desarrollo de la ingeniería) y el código API RP 2201 "*Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries*".
- 4.7. El Transportador autorizará las conexiones en la medida en que éstas cumplan con las disposiciones de ley y con lo expuesto en este clausulado.
- 4.8. El Transportador y el Remitente deberán seguir el protocolo de incorporación de activos del Transportador, el cual, en caso de respuesta afirmativa sobre la Conexión, será puesto a disposición del Remitente para la entrada en funcionamiento de la Conexión.
- 4.9. Ninguna construcción, Conexión o adecuación a un Oleoducto se ejecutará sin contar con el previo acuerdo entre las partes.

CLÁUSULA 5 – AMPLIACIONES E INVERSIONES EN LOS OLEODUCTOS

En los casos en que se realicen nominaciones al Transportador de cantidades adicionales a las contempladas en los contratos de transporte de Crudo por Oleoductos, y la capacidad sobrante del Oleoducto resulte insuficiente para atender tal solicitud, podría proceder la modificación de la capacidad de diseño del Oleoducto para que Remitentes y Terceros interesados puedan tener acceso a esta infraestructura, para lo cual deberá procederse como se describe a continuación:

- 5.1. Quien se encuentre interesado o necesite la ejecución de obras para la construcción, adecuación, ampliación y/o adhesión de activos y facilidades

que requiera por o con ocasión del transporte de Crudo a través de un Oleoducto, deberá solicitarlo al Transportador de manera motivada y con indicación de las necesidades mediante una comunicación formal dirigida al área comercial de Cenit, a través del Representante Legal de la persona interesada.

El Transportador y el(los) interesado(s) suscribirán un acuerdo, memorando de entendimiento o documento similar, que incluya los detalles relevantes, entre los cuales se incluirán, como mínimo, los siguientes: (i) la infraestructura adicional necesaria y las modificaciones que habrían de efectuarse sobre la ya existente, (ii) los costos estimados, (iii) el cronograma de la construcción de las obras y puesta en marcha de los servicios asociados a esas obras, (iv) los costos operacionales y de mantenimiento estimados considerados durante el servicio asociado a esas obras, y (v) las condiciones para la financiación y pago de las inversiones.

5.2. **Condiciones:**

- 5.2.1** Si de conformidad con análisis efectuados por el Transportador, se determina que para avanzar se requiere del aporte de capital de su parte, el Transportador decidirá discrecionalmente el alcance de su participación en la ejecución de las posibles obras a consecuencia de la solicitud.
- 5.2.2** Si la nueva infraestructura modifica la Capacidad Efectiva, los interesados y el Transportador acordarán los términos para contratar todo o parte de la nueva Capacidad.
- 5.2.3** Nadie podrá efectuar construcciones, Conexiones o adecuaciones en un Oleoducto sin contar con la autorización previa y por escrito debidamente firmada del Transportador.
- 5.2.4** El Transportador se reserva el derecho de realizar la construcción, administración, operación y mantenimiento, total o parcial, de las obras identificadas y definirá el alcance de su participación. El interesado y el Transportador podrán pactar libremente su forma de financiación y pago.

CLÁUSULA 6 – ELABORACIÓN DEL PLAN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE

6.1. Plan de Transporte.

- 6.1.1** Durante el mes de junio de cada año tarifario (según la definición contenida en la Resolución 72 146 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía), el Transportador realizará la preparación del Plan de Transporte al menos para los cinco (5) Años Calendario siguientes, expresado en Barriles por Día Calendario (BPDC). Para el primer Año, el Plan de Transporte se detallará mensualmente, y para los cuatro (4) Años subsiguientes, se detallará en forma anualizada. Como resultado de la elaboración de este Plan de Transporte, se tendrá, la estimación de la Capacidad Sobrante. Esta información y la Capacidad Efectiva de Transporte estarán disponibles para consulta en el BTO.
- 6.1.2 Procedimiento:** El procedimiento a seguir para contar con la información requerida por parte de los Remitentes y/o Terceros, será el siguiente:
- (i) Dentro de los primeros cinco (5) Días de junio de cada Año, el Transportador publicará en el BTO las Capacidades Efectivas de Transporte estimadas para los cinco (5) Años siguientes y solicitará a los Remitentes y Terceros las proyecciones de volúmenes para este periodo.
 - (ii) A más tardar el último día hábil más cercano al día veinte (20) de junio de cada Año, todos los Remitentes y Terceros deberán entregar al Transportador, la información sobre las proyecciones de los volúmenes que desean transportar a través de los Oleoductos para el Año siguiente de forma mensual, y para los cuatro (4) Años subsiguientes de forma anual. Dicha información incluirá lo siguiente:
 - (a) El mejor estimativo de los Remitentes y Terceros del volumen que será transportado en BPDC, suponiendo unas tasas de flujo uniformes, expresadas por separado para cada Crudo a entregar;
 - (b) Las características de la Calidad del Crudo (Gravedad API, Viscosidad y otras que pudieran tener impacto en los sistemas de transporte).
 - (c) Los Puntos de Entrada, expresados por separado para cada tipo de Crudo.

- (d) Los Puntos de Salida, expresados por separado para cada tipo de Crudo.
- (iii) A discreción del Transportador, se podrá solicitar a los Remitentes información actualizada de sus pronósticos de transporte, con el fin de mantener vigente el Plan de Transporte y la Capacidad Sobrante en promedio mensual para los Meses restantes del Año Calendario actual y promedio anual para los siguientes cuatro (4) Años Calendario.

6.1.3 Publicación del Plan de Transporte en el BTO: Una vez elaborado el Plan de Transporte y sus posibles actualizaciones, la información se publicará en el BTO a más tardar el último día hábil del Mes de junio de cada Año de la siguiente forma:

- (i) En la zona de acceso público, se dispondrá la información de la Capacidad Sobrante de los Oleoductos si la hubiere, para cada uno de los Meses del Año siguiente y promedio anual para los cuatro (4) Años subsiguientes.
- (ii) En la zona de acceso a Terceros y Remitentes, se publicará el Plan de Transporte, con la información de los volúmenes a transportar por cada Remitente para cada Trayecto de los Oleoductos, estableciendo los Puntos de Entrada y Salida, tipos de Crudos a transportar, nombre de cada uno los Remitentes, condiciones de transporte en cuanto a volumen contratado, vigencia del contrato y modalidad del contrato.
- (iii) La información publicada como resultado de la elaboración del Plan de Transporte no podrá considerarse, de ninguna manera, como compromiso en firme entre el Transportador, los Remitentes y Terceros.

6.2. Esquema de Nominación y Programa de Transporte:

6.2.1 Calendario del Proceso de Nominaciones: Para efectos de llevar a cabo el proceso de Nominación de los Oleoductos y asignar la Capacidad Efectiva de cada uno de ellos, el Transportador preparará y publicará en el BTO el calendario del proceso de Nominaciones para el Mes de Operación (N+2), a más tardar durante los primeros cinco (5) días hábiles del Mes de Nominación, en el cual se establecerán las fechas en que se realizarán cada una de las actividades del proceso, estableciendo al menos un espacio de tiempo de un día hábil entre dos actividades consecutivas del proceso.

6.2.2 Proceso de Nominación: Con el objeto de preparar los Programas de Transporte de los Oleoductos, se establece el siguiente proceso:

6.2.2.1 Suministro de Información para Mercado Secundario: Para las transacciones de cesión parcial o total de los derechos de Capacidad o de la posición contractual respectivamente con otros Remitentes o Terceros aplicará lo siguiente:

(a) Procedimiento:

- En el evento en que se celebren contratos de cesión entre los Remitentes, o entre éstos y Terceros interesados, deberán informar al Transportador a más tardar el día hábil indicado en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación, las cesiones de capacidades realizadas, así como los Terceros a quien se pretende realizar la cesión de capacidad, la cual deberá ser aceptada por Cenit.
- Para efectos de la realización del proceso de Nominaciones y asignación de la Capacidad Efectiva de los Oleoductos, se considerará como Capacidad Sobrante aquella parte de la Capacidad Liberada sobre la cual no se celebre un contrato de cesión.

(b) Régimen General Aplicable al Mercado Secundario:

- Las cesiones totales deberán ser aceptadas por el Transportador, de manera expresa y escrita, siempre y cuando cumplan con las condiciones de cesión contractuales establecidas entre el Remitente y el Transportador.
- Una cesión parcial no excluirá al Remitente Cedente de las obligaciones contenidas en el Manual ni de las contenidas en los Contratos de Transporte suscritos con el Transportador. El Remitente cedente mantendrá indemne al Transportador por cualquier daño o perjuicio que pueda sufrir con ocasión de la cesión parcial.

- El Transportador no se responsabilizará por las transacciones que se realicen en el Mercado Secundario.
- Cuando se trate de cesiones de capacidad, el Remitente Cedente nominará los volúmenes de crudo del Remitente Cessionario, en el plazo establecido en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación, sujeto al nivel de prioridad que le correspondía al Remitente cedente.

El Remitente cedente deberá suministrar oportunamente toda la información correspondiente con respecto a la capacidad cedida, de tal forma que el Transportador pueda identificar claramente la propiedad de los Crudos que ingresan por los Puntos de Entrada al sistema de Transporte. El Remitente cedente será responsable de los perjuicios que se puedan generar por el no suministro oportuno de esta información.

- Cuando se trate de cesiones de la posición contractual, le corresponde al Remitente cessionario nominar sus volúmenes en el plazo establecido en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación, sujeto al nivel de prioridad que le correspondía al Remitente cedente.

6.2.2.2 Publicación de la Capacidad Efectiva de Transporte de los Oleoductos

A más tardar el día hábil indicado en el calendario de Nominaciones para un Mes de Operación, Cenit publicará en el BTO, la Capacidad Efectiva de Transporte para el Mes de Operación y tentativa para los siguientes cinco (5) Meses, para cada uno de los Oleoductos y/o Trayectos, teniendo en cuenta la Capacidad de Diseño, las paradas programadas de los diferentes sistemas y su Factor de Servicio.

La Capacidad Efectiva de Transporte de cada uno de los Oleoductos, una vez realizadas las Nominaciones para asignar la Capacidad del Derecho de Preferencia y/o Capacidad Contratada, podrá ser revisada y/o ajustada por Cenit, si las especificaciones de calidad de los hidrocarburos nominados impactan la Capacidad Transportadora de un Oleoducto específico.

6.2.2.3 Nominación de la ANH y Remitentes con Capacidad Contratada en Firme:

Se consideran Crudos de regalías aquellos nominados directamente por la ANH en su calidad de Remitente o a quien ella designe, excepto cuando éstos sean vendidos a otro Remitente o a un Tercero, caso en el cual dichos volúmenes no gozarán de este Derecho de Preferencia.

- (a) *Nominación:* A más tardar el día hábil indicado en el Calendario de Nominaciones para un Mes de Operación, la ANH o quien ella designe, realizará la Nominación de los Crudos de regalías de propiedad de la Nación de los campos servidos por el Oleoducto bajo el Derecho de Preferencia. En este mismo plazo, los Remitentes con Capacidad Contratada en Firme, realizarán la Nominación de sus requerimientos de transporte en firme para el Mes de Operación y tentativas para los cinco (5) Meses siguientes.

El Remitente debe especificar, como mínimo, la siguiente información: (i) nombre del hidrocarburo; (ii) volumen a transportar solicitado; (iii) Calidad del Crudo; (iv) Punto de Entrada y Punto de Salida; así como cualquier otra información específica que se requiera o solicite el Transportador.

- (b) Si la Nominación del Crudo de regalías es superior al Derecho de Preferencia, la Nominación se aceptará bajo esta modalidad, hasta el volumen correspondiente a dicho Derecho de Preferencia. Los volúmenes en exceso al Derecho de Preferencia podrán ser transportados sujetos a la existencia de Capacidad Sobrante.

A los Remitentes con Capacidad Contratada en Firme que nominen por encima de dicha capacidad, se les aceptará bajo esta modalidad, la Nominación hasta el volumen de su Capacidad Contratada en Firme. Los volúmenes en exceso podrán ser transportados sujetos a la existencia de Capacidad Sobrante.

Versión	Páginas
3	24 de 73

- (c) *Aceptación o Rechazo:* A más tardar el día hábil indicado en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Nominación, el Transportador comunicará a la ANH y a los demás Remitentes con Capacidad Contratada en Firme, su aceptación o rechazo de las Nominaciones y el volumen final aceptado, teniendo en cuenta las prioridades y la Capacidad Contratada.
- (d) *Ingresos en Otros Sistemas:* Las Nominaciones se aceptan y programan teniendo en cuenta las restricciones de ingreso a otros sistemas, frente a lo cual, no es responsabilidad de Cenit hacer estas programaciones ni contratar capacidades de transporte en otros sistemas de transporte.

El Remitente deberá acreditar el derecho de ingresos a otros sistemas de transporte que no sean de propiedad de Cenit, sin que esto comprometa o pueda comprometer a Cenit de alguna manera, especialmente frente a la veracidad de dicha credencial. En todo caso y sin perjuicio de la anterior regla, el Transportador y los Remitentes podrán regular en los Contratos de Transporte la responsabilidad de las partes en el acceso a otros sistemas.

6.2.2.4 Publicación de la Capacidad Sobrante y Nominación de Terceros y Adicionales de los Remitentes:

- (a) *Publicación en el BTO:* a más tardar el día hábil indicado en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación y con base en las Nominaciones aceptadas correspondientes a las Capacidades del Derecho de Preferencia y Contratadas, como también teniendo en cuenta las Capacidades Efectivas de los Oleoductos, el Transportador calculará la Capacidad Sobrante, la cual publicará en el BTO para considerar las Nominaciones de Terceros y adicionales de los Remitentes que tengan interés y contraten el servicio de transporte.

Versión	Páginas
3	25 de 73

- (b) *Nominaciones de Terceros y Adicional de Remitentes:* a más tardar el día hábil indicado en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación, los Terceros y los Remitentes con Capacidad Contratada en Firme y/o con Capacidad Contratada Sujeta a Disponibilidad, podrán presentar sus Nominaciones para acceder a la Capacidad Sobrante de cada uno de los Oleoductos que se haya publicado en el BTO para el Mes de Operación. En cualquier caso, la Nominación será máximo hasta por la Capacidad Sobrante, y deben especificar, como mínimo, la siguiente información: (i) nombre del hidrocarburo; (ii) volumen a transportar solicitado; (iii) Calidad del Crudo; (iv) Punto de Entrada y Punto de Salida; así como cualquier otra información específica que se requiera o solicite el Transportador.

Adicionalmente, todos los Terceros y Remitentes que hagan Nominaciones durante esta etapa, deberán enviar las necesidades de transporte tentativas para los cinco (5) Meses Calendario siguientes.

- (c) *Prorrateo y Ajustes a la Nominación:* para efectos de la prioridad en la atención de las Nominaciones recibidas para asignar la Capacidad Sobrante, se entenderá que todas las Nominaciones realizadas por Remitentes y Terceros hasta la fecha indicada por el Transportador en el Calendario de Nominaciones, tendrán el mismo nivel de prelación, y en caso de que excedan la Capacidad Sobrante, será asignada a prorrata teniendo en cuenta las solicitudes recibidas y la Capacidad Sobrante del Oleoducto que se haya publicado en el BTO. Para efectos del prorrateo, en caso de que las solicitudes individuales de un Remitente o Tercero, las cuales son tenidas en cuenta por el Transportador en esta etapa, superen la Capacidad Sobrante del Oleoducto, se considerará como solicitado hasta el volumen correspondiente a la Capacidad Sobrante.

Las Nominaciones realizadas después de esta fecha, serán consideradas como Nominaciones tardías, por lo cual se

tendrán en cuenta siempre y cuando una vez asignada la Capacidad Sobrante, exista Capacidad Efectiva en el Oleoducto por asignar.

- (e) *Ingresos en Otros Sistemas para Asignar la Capacidad Sobrante:* las Nominaciones para acceder a la Capacidad Sobrante, se aceptan y programan incluso teniendo en cuenta las restricciones de ingreso a otros sistemas, frente a lo cual, no es responsabilidad de Cenit hacer estas programaciones ni contratar capacidades de transporte en otros sistemas de transporte.

El Remitente deberá acreditar el derecho de ingreso a sistemas de Terceros, sin que esto comprometa o pueda comprometer a Cenit de alguna manera, especialmente frente a la veracidad de dicha credencial. En todo caso y sin perjuicio de la anterior regla, el Transportador y los Remitentes podrán regular a su conveniencia en los Contratos de Transporte la responsabilidad de las partes en el acceso a otros sistemas.

6.2.2.5 Cierre de proceso de Nominación: A más tardar el día hábil indicado en el Calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación, el Transportador realizará el cierre del proceso de Nominación y publicará las Nominaciones aprobadas para todos los Remitentes y Terceros, así como la Capacidad Programada o Programa de Transporte de los Oleoductos.

6.2.3 Programa de Transporte:

- (i) **Programación Definitiva:** El Transportador elaborará la programación definitiva de transporte para el Mes de Operación y una tentativa para los cinco (5) Meses Calendario siguientes y la publicará en el BTO en la zona para información de acceso a Terceros y Remitentes, en la fecha indicada en el calendario del proceso de Nominaciones para un Mes de Operación. El Programa de Transporte, se realizará para cada Trayecto de los Oleoductos y en él se discriminará el nombre de todos los Remitentes, tipo de crudo, Punto de Entrada y Punto de Salida para cada uno de los volúmenes nominados y asignados, y su prioridad en la Nominación.

- (ii) **Modificaciones:** Esta programación podrá ser modificada por el Transportador entre otras razones:
- Por Eventos Justificados que afecten la Capacidad Efectiva de Transporte;
 - Por solicitud del Transportador, aceptada por los Remitentes afectados;
 - Por solicitud de un Remitente aceptada por el Transportador;
 - Por otras circunstancias ajenas a la responsabilidad del Transportador; y/o
 - Por circunstancias imputables al Transportador, sin perjuicio de la responsabilidad derivada del incumplimiento de sus obligaciones.

6.3. Variaciones en Entregas o Retiros: El Remitente o Tercero deberá notificar al Transportador a la mayor brevedad posible, si establece que: (i) sus Entregas durante un Mes de Operación en un Punto de Entrada podrían superar el ciento cinco por ciento (105%) o ser inferiores al noventa y cinco por ciento (95%) de la Capacidad Programada, o (ii) sus Retiros en cualquier Punto de Salida podrían superar el ciento cinco por ciento (105%) o ser inferiores al del noventa y cinco por ciento (95%) de la Capacidad Programada. Con el recibo de la información, el Transportador analizará el impacto en los compromisos adquiridos de transporte y tomará decisiones a su discreción para aceptar o no la solicitud de desviación en los casos que sea superior al ciento cinco por ciento (105%) y para mitigar los impactos en el Programa de Transporte en el caso que las desviaciones sean inferiores al noventa y cinco por ciento (95%), sin perjuicio de la responsabilidad del Remitente derivada del incumplimiento de sus obligaciones.

6.4. Nominaciones Extemporáneas: Si el Tercero o Remitente incumple con los plazos determinados para nominar de acuerdo con los procedimientos contenidos en esta cláusula, el Transportador no está obligado a aceptar estas Nominaciones. El Transportador sólo podrá aceptar Nominaciones

extemporáneas siempre y cuando el Oleoducto tenga Capacidad Sobrante, según sea el caso.

- 6.5. Reporte Final de Operación:** Al finalizar cada Mes de Operación y a más tardar el día hábil más cercano al décimo (10°) Día del Mes Calendario siguiente al Mes de Operación, el Transportador publicará en la zona pública del BTO, las estadísticas diarias de utilización de los Oleoductos en Barriles netos.

Igualmente, a más tardar el día hábil más cercano anterior al último Día del Mes Calendario siguiente al Mes de Operación, el Transportador publicará en la zona para información de acceso a Terceros y Remitentes, el Balance Volumétrico correspondiente al Mes de Operación finalizado, indicando los volúmenes en Barriles brutos y Barriles netos Entregados y Retirados en cada Trayecto de los Oleoductos, discriminado por nombre de todos los Remitentes, las Calidades del Crudo en cada Punto de Entrada y Punto de Salida, la determinación y distribución de la Pérdidas Identificables y No Identificables y los ajustes por Compensación Volumétrica por Calidad, si hubo lugar a ello. El Transportador quedará exonerado del cumplimiento del plazo de esta obligación de la publicación del Balance Volumétrico, en caso de no recibir oportunamente la información necesaria proveniente de los Remitentes, conforme al correspondiente calendario del proceso de Nominaciones enviado de manera mensual por el Transportador.

- 6.6 Prioridades en el Proceso de Nominación y Asignación de Capacidad:** Para efectos del proceso de Nominación y/o durante el Mes de Operación, se seguirán las prioridades indicadas en la Resolución 72 145 de 2014 expedida por el Ministerio de Minas y Energía o aquella que la adicione, modifique, complemente, derogue o sustituya.

CLÁUSULA 7 – EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE

Se establece el siguiente procedimiento para la ejecución del Programa de Transporte:

- 7.1.** En el caso de que un Remitente incumpla o esté incumpliendo sus Entregas durante el Mes de Operación, el Transportador podrá ajustar los Retiros del Remitente en cuestión, para que en todo momento se mantenga la concordancia entre sus Entregas y Retiros en el Oleoducto.

En cualquier caso, si el Remitente no cumple los Retiros, el Transportador estará facultado para suspender las Entregas, sin perjuicio de la posibilidad de cobrar al Remitente la totalidad de los costos asociados con dicho incumplimiento, incluyendo, pero sin limitarse, a aquellos referidos al almacenamiento o disposición del hidrocarburo, los cuales serán informados mediante un Aviso Provisional.

- 7.2. En todo caso, el Transportador podrá acordar con el Remitente incumplido la opción de contratar servicios adicionales de almacenamiento, los cuales en ningún caso podrán afectar a los demás Remitentes de los Oleoductos.
- 7.3. En el caso de Retiros en Exceso y en Defecto, se establece que si un Remitente Retira en Exceso o no Retira su hidrocarburo en los Puntos de Salida, de acuerdo con la programación vigente, el Transportador podrá, a su juicio, iniciar el siguiente procedimiento:
 - 7.3.1. El Transportador ofrecerá el Retiro en Defecto o parte de él a los otros Remitentes.
 - 7.3.2. Cenit realizará su mejor esfuerzo para mantener el programa, sin perjuicio de la responsabilidad del Remitente, que no realizó el Retiro.
 - 7.3.3. El balance de los Retiros en Exceso se reflejará en el Balance Volumétrico.
 - 7.3.4. El Remitente que no haya retirado, 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. El Remitente mantendrá indemne al Transportador en los términos establecidos en el presente Manual.
 - 7.3.5. El Transportador elaborará un Balance Volumétrico mensual que muestre, para cada Remitente, la situación de Entregas y Retiros en Exceso o Retiros en Defecto.

CLÁUSULA 8 – RECHAZO AL TRANSPORTE DURANTE EL MES DE TRANSPORTE

- 8.1.** El Transportador podrá rechazar el transporte de Crudo que provenga de un Remitente o Tercero que:
 - 8.1.1.** Se encuentre incumpliendo de manera grave sus obligaciones dentro del Contrato de Transporte, este Manual o las normas aplicables.
 - 8.1.2.** Entregue hidrocarburos fuera de las especificaciones de Calidad del Crudo, especificado para cada uno de los Oleoductos y/o acordados en los Contratos de Transporte.
 - 8.1.3.** Incumpla Retiros de acuerdo con el Programa de Transporte.
 - 8.1.4.** Evidencie no contar con Capacidad para el transporte del Crudo en los sistemas complementarios aguas abajo del Punto de Salida o aguas arriba del Punto de Entrada.
 - 8.1.5.** El Crudo que se pretende transportar esté afectado por un litigio o una medida cautelar.
 - 8.1.6.** El Tercero se niegue a suscribir el Contrato de Transporte respectivo o a otorgar las garantías solicitadas por Cenit.
- 8.2.** El Transportador podrá rechazar una solicitud por cualquier Evento Justificado sin que se considere incumplimiento de sus obligaciones como Transportador.

CLÁUSULA 9 – CONDICIONES ESPECIALES DE TRANSPORTE

El transporte de hidrocarburo estará sujeto a las siguientes condiciones:

- 9.1** El Transportador se reserva el derecho de recibir o no el hidrocarburo que no cumpla los requisitos de Calidad, los cuales se encuentran señalados en este Manual, en el BTO y en los Contratos de Transporte, siempre y cuando no se afecte a los demás hidrocarburos transportados por los mismos sistemas. En caso de recibirllo, el Remitente pagará al Transportador todos los costos en que Cenit incurra por los análisis y por el eventual tratamiento de este hidrocarburo para llevarlo a las

especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte, previo acuerdo con el Remitente.

9.2 El Transportador se reserva el derecho de requerir, rechazar o aprobar la inyección, en cualquier punto de un Oleoducto, de productos tales como inhibidores de corrosión, depresores de Punto de Fluidez, reductores de fricción, reductores de viscosidad, rompedores de emulsión o cualquier otro aditivo en el hidrocarburo que se vaya a transportar.

9.3 El Transportador se reserva el derecho de transportar hidrocarburos que contengan compuestos con características físicas o químicas que, a la exclusiva determinación del Transportador, puedan hacer que el hidrocarburo no sea fácilmente transportable, que afecte la eficiencia del transporte, pueda dañar o afectar el funcionamiento de los Oleoductos, que pongan en riesgo la operación del transporte, que disminuyan el valor comercial de las Mezclas de Crudos, o pueda interferir con el transporte y la Entrega. El Remitente pagará al Transportador, previo acuerdo entre las Partes, los costos en que se incurra por el análisis y eventual tratamiento de este hidrocarburo para ponerlo dentro de las especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte, así como las penalizaciones y/o compensaciones a que hubiere lugar para con otros Remitentes y Terceros.

9.4 En el transporte de Crudo Mezclado y de Crudo Segregado por un Oleoducto se generan Interfases. Todos los Remitentes de un Oleoducto deberán aceptar como volumen Retirado, parte de las Interfases generadas en el transporte por el Oleoducto.

9.5 El Transportador se obliga a devolver al Remitente, y éste último a Retirar en un Punto de Salida, el volumen de hidrocarburo equivalente, una vez haya sido aplicado el mecanismo de Balance Volumétrico.

CLÁUSULA 10 – REGLAS PARA TRANSPORTE DE CRUDO SEGREGADO

10.1 Transporte de Crudo Segregado: En el evento en que algún Remitente requiera transportar Crudo Segregado, el Transportador podrá acordar esta opción si resulta técnica, operativa y comercialmente viable, en cuyo caso el Remitente podrá hacer uso de esa alternativa bajo los acuerdos y condiciones técnicas y comerciales que establezca con el Transportador. El Remitente entiende y acepta que los costos derivados de la implementación de esta

alternativa serían adicionales a la Tarifa de Transporte pactada en los Contratos de Transporte, y serán a su cargo. El transporte de Crudo Segregado no podrá cambiar el esquema establecido en la Cláusula 6 y se realizará siguiendo lo establecido en este Manual.

- 10.2** Como consecuencia de lo anterior, el Transportador informará a los Remitentes su disposición para iniciar el transporte de Crudo Segregado. El transporte del Crudo Segregado se sujetará al proceso de Nominación establecido en el presente Manual.
- 10.3** En el transporte de Crudo Segregado por un Oleoducto, el Remitente acepta y reconoce que siempre existirá un nivel de Interfases.

CLÁUSULA 11 – DESVIACIONES EN EL CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE

- 11.1** Cada una de las Nominaciones hechas por los Remitentes y Terceros, constituirán su compromiso para cumplir con el Programa de Transporte, con cantidades y calidades nominadas y aceptadas.
- 11.2** El Transportador podrá cobrar a título de Compensación por Desviación, el cinco por ciento (5%) del valor de la Tarifa de Transporte aplicable, por cada Barril no Entregado por el Remitente, respecto de la Capacidad Programada, en el evento en que los volúmenes Entregados para transporte resulten inferiores al noventa y cinco por ciento (95%) de los volúmenes correspondientes a la Capacidad Programada.

Dicha Compensación por Desviación solamente aplicará para aquellos Contratos de Transporte bajo las modalidades de Utilice y Pague y Capacidad Contratada Sujeta a Disponibilidad.

- 11.3** Si la Entrega del Remitente, en un Punto de Entrada, es mayor del ciento cinco por ciento (105%) de su Capacidad Programada, el Transportador podrá cobrar la Compensación por Desviación, por cada Barril Entregado en exceso respecto de la Capacidad Programada.

En este caso, la Compensación por Desviación corresponderá al cálculo que resulte de multiplicar el número de Barriles Entregados en Exceso para

transporte por parte del Remitente, por el cinco por ciento (5%) del valor de la Tarifa de Transporte aplicable.

Dicha Compensación por Desviación solamente aplicará para aquellos Contratos de Transporte bajo las modalidades de Utilice y Pague y Capacidad Contratada Sujeta a Disponibilidad.

- 11.4** Para la segunda desviación y todas las sucesivas que se presenten en un período de doce (12) Meses, contados desde la ocurrencia de la última desviación, la Compensación por Desviación será del diez por ciento (10%) del valor de la Tarifa de Transporte aplicable.
- 11.5** La aplicación de la Compensación por Desviación no exime al Remitente de su responsabilidad frente a posibles afectaciones a otros Remitentes, según lo estipulado en este Manual.

CLÁUSULA 12 – DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD

- 12.1** Las mediciones de cantidad y Calidad, así como la toma de las muestras de hidrocarburo Entregado o Recibido, serán responsabilidad del Transportador y podrán ser practicadas por el Transportador, o por quien éste designe, o por el Remitente (previo acuerdo entre las partes), a través de los sistemas de medición estática o dinámica que estén instalados en el Nodo de Entrada y en el Nodo de Salida donde se transfiere la custodia. En aquellos casos en los que el Transportador acepte que sea el Remitente quien realice la medición, se deberá suscribir entre las partes un acuerdo para la ejecución de las mediciones de cantidad y Calidad que contemple, entre otros, la normativa aplicable, puntos de medición, obligaciones del Remitente y derechos del Transportador como responsable de realizar el balance del sistema de transporte.
- 12.2** El Transportador asegurará que se establezcan manuales y procedimientos adecuados para la medición y calibración de los sistemas instalados en los Nodos de Entrada y en los Nodos de Salida. La calibración de los sistemas de medición se hará conforme al **Anexo 2**.
- 12.3** **Equipos de medición y normatividad aplicable.**

Versión	Páginas
3	34 de 73

12.3.1. La medición estática es válida para la liquidación de cantidades de hidrocarburos en tanques de almacenamiento, y la misma sigue lo descrito, en términos de procedimientos de medición, rutinas de verificación y mantenimiento, del estándar API MPMS, Capítulos 3, 7 y 8.

Los tanques de almacenamiento de Crudo deben contar con tabla de aforo vigente, emitida por un ente acreditado por la ONAC, siguiendo los procedimientos establecidos en el estándar API MPMS, Capítulo 2.

Para realizar la medición manual de tanques, se aceptan los métodos indicados en el estándar API MPMS, 3.1A y 3.1B, medición a fondo y medición a vacío con cintas métricas o medición automática de tanques, según aplique.

La medición de temperatura se realiza utilizando como elemento de medición el termómetro electrónico portátil (PET) equipado con cable para conexión a tierra. Este equipo debe contar con un plan de aseguramiento metrológico de inspección, verificación y calibración acorde con los establecido en el estándar API MPMS, Capítulo 7.

Para la toma de las muestras, se deben usar los equipos y seguir los procedimientos establecidos por el estándar API MPMS, Capítulo 8.1.

12.3.2. Los sistemas de medición dinámica usados en los Nodos de Entrada y de Salida incluyen, entre otros, los siguientes:

- (i) Medidores de flujo, los cuales podrán ser de tecnología tipo turbina, de desplazamiento positivo, ultrasónico o tipo Coriolis, especificados e instalados de acuerdo con el estándar API MPMS, Capítulo 5.
- (ii) Un esquema de calibración de medidores a través de un patrón primario (tanque calibrador, probador o medidor maestro), que cuente con un esquema de aseguramiento trazable, acorde con los procedimientos y frecuencias establecidas en el estándar API MPMS, Capítulo 4, así como con lo descrito en el **Anexo 2** de este Manual.
- (iii) Un dispositivo para toma continua de muestras, según lo especificado en el estándar API MPMS, Capítulo 8.2. Como medida alterna, la muestra se puede realizar de forma manual, de acuerdo con lo establecido en el estándar API MPMS, Capítulo 8.1.

- (iv) Un dispositivo electrónico o elemento terciario, conocido como computador de flujo, para el cálculo de cantidades medidas a condiciones estándar de 60°F y 14.7 lb-f/in², de acuerdo con el estándar API MPMS, Capítulo 21.

12.3.3. Los métodos y equipos que se utilizan para determinar las características de calidad de las muestras de Crudo son los descritos en el **Anexo 2**.

12.4 Determinación de Cantidad y Calidad.

12.4.1. Quien ejecute la medición, tiene la responsabilidad de tomar muestras de Crudo representativas de acuerdo con el estándar API MPMS, Capítulo 8, y con el volumen adecuado por cada Entrega y cada Retiro que se efectúe. La frecuencia de dicho muestreo será determinada por el Transportador o por quien deba ejecutarla, cuando así haya sido acordado, con base en el estándar API MPMS, Capítulo 8, con el fin de garantizar la representatividad de las muestras. Las muestras tomadas se utilizarán para los siguientes efectos: (i) determinar la Calidad de cada Entrega o Retiro y (ii) como contra muestra que el encargado de la medición preservará por un periodo de hasta quince (15) Días para transferencias de custodia en el Puntos de Entrada y/o el Punto de Salida de los Oleoductos diferentes a los puertos de exportación.

Para los puertos de exportación, el periodo de preservación de las muestras tomadas se regirá por lo establecido en Reglamento Técnico de Operación del puerto respectivo, propendiendo porque sea de hasta noventa (90) Días. La contra muestra se preservará para el eventual caso de que se presente algún reclamo con respecto a una Entrega o Retiro específico.

12.4.2. La determinación de cantidades de los Crudos transportados se puede realizar a partir de la medición estática de tanques o a partir de la medición dinámica y de la determinación de características de calidad (**Anexo 3**), tales como Gravedad API y S&W, siguiendo lo descrito en el estándar AMPI MPMS, Capítulo 12.

- 12.4.3.** Los factores de corrección por presión y temperatura se calcularán de acuerdo con lo establecido en el estándar API MPMS, Capítulo 11.
- 12.4.4.** El factor de calibración de los medidores será efectivo solamente a partir de la fecha de la última calibración, excepto en caso de error manifiesto, caso en el cual se aplicará el último factor de calibración válido.
- 12.4.5.** En cualquier momento antes de comenzar cualquier Entrega o Recibo y en intervalos con una frecuencia no mayor a dos (2) veces al Mes, el Remitente y el Tercero podrán inspeccionar por medio de un inspector independiente, previo acuerdo con quien ejecuta la medición, la exactitud de los resultados de las mediciones y los muestreos realizados para determinar la cantidad y Calidad del hidrocarburo. El costo de dicha inspección deberá ser asumido en su totalidad por el interesado. Para este fin, el interesado deberá notificar al responsable de la medición, el nombre y el cargo del inspector independiente, con una antelación de por lo menos cinco (5) días hábiles antes de la fecha de realización de la medición correspondiente del Crudo.
- 12.4.6.** A partir de las cantidades determinadas de los Crudos se realizarán los balances de los sistemas de transporte.
- 12.4.7.** Sin perjuicio de lo establecido en la Cláusula 16, no se considerarán reliquidaciones retroactivas de las determinaciones de cantidad y Calidad, a no ser que las partes acuerden lo contrario.
- 12.4.8.** La calibración de los equipos de medición deberá hacerse de acuerdo con el programa de calibración y verificación establecido por el Transportador (ver **Anexo 2**) o por el Remitente, en los casos en los que así lo hayan acordado las partes, o cuando las circunstancias operacionales así lo exijan a juicio del Transportador, o por solicitud escrita recibida del Remitente o el Tercero interesado.
- 12.4.9.** Previo a la actualización de factores de los medidores, quien vaya a realizar la medición, notificará a la contraparte sobre las fechas en que se llevará a cabo dicha actualización, con el objeto de que los mismos puedan, si lo consideran necesario, presenciar la actividad. El factor de los medidores será efectivo únicamente a partir de la fecha y hora

Versión	Páginas
3	37 de 73

de la actualización, lo cual deberá quedar consignado en el acta correspondiente.

CLÁUSULA 13 – MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO

13.1 El Transportador devolverá al Remitente, medido en aquellos Nodos de Salida acordados en el Contrato de Transporte con el Remitente, un volumen de Crudo equivalente al volumen Entregado por el Remitente y medido en los Nodos de Entrada, con los siguientes ajustes:

- (i) Deducciones aplicables por Pérdidas Identificables y Pérdidas No Identificables. Las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables no imputables al Transportador, se distribuirán entre los Remitentes, de acuerdo con lo establecido en la Cláusula 16 de este Manual.
- (ii) Aumentos o disminuciones que sea necesario efectuar como resultado de realizar la CVC.

13.2 Contabilización de Pérdidas Identificables: El volumen de las Pérdidas Identificables de producto que se presente en cada uno de los Oleoductos, será calculado conforme a los procedimientos e instructivos dispuestos por el Transportador, los cuales se encuentran disponibles y pueden ser compartidos a solicitud de cualquier Remitente.

La identificación y manejo de las Pérdidas Identificables en un Oleoducto se realizará de la siguiente forma:

13.2.1 Todas las Pérdidas Identificables de Crudo que no sean imputables al Transportador, serán asumidas por el Remitente o los Remitentes.

Para los Crudos Mezclados, las pérdidas se repartirán entre los Remitentes, en concordancia con lo establecido como acuerdo de CVC para cada sistema. Para los Crudos Segregados, las pérdidas serán asignadas directamente al propietario del Crudo Segregado.

Todas las Pérdidas Identificables de Crudo que sean imputables al Transportador, serán asumidas por éste.

13.2.2 Como base para la liquidación de las Pérdidas Identificables, se tomará la información soporte compilada por el Transportador en donde podrá exponer el tipo de evento, ubicación y volumen.

13.3 Pérdidas No Identificables: Las Pérdidas No Identificables serán calculadas mensualmente por el Transportador como resultado del proceso de Balance Volumétrico del sistema de oleoducto.

13.3.1 Si el cálculo de las Pérdidas No Identificables resulta igual o inferior al cero punto cinco por ciento (0.5%) de las entradas del Mes de Operación, éstas serán asumidas por los Remitentes.

13.3.2 Serán a cargo del Transportador todas las Pérdidas No Identificables superiores al cero punto cinco por ciento (0.5%) de las entradas del Mes de Operación.

13.3.3 El procedimiento de cálculo de las pérdidas de un Oleoducto se regirá por lo estipulado en esta cláusula y el Anexo 4, aplicable a los Oleoductos diferentes al Caño Limón – Coveñas, y el Anexo 5 aplicable únicamente al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, del presente Manual.

CLÁUSULA 14 – LLENO DEL OLEODUCTO O LLENO DE LÍNEA

- 14.1** Para la operación de un Oleoducto, cada Remitente, incluyendo a la ANH, deberá entregar la cantidad de hidrocarburo necesario para completar el Lleno de Línea del Oleoducto. El Transportador informará a cada Remitente a través de la oficialización del Balance Volumétrico del Oleoducto, su volumen entregado para el Lleno de Línea.
- 14.2** El hidrocarburo Entregado por los Remitentes para el Lleno de Línea del Oleoducto, no podrá ser retirado del Oleoducto sin que sea resultado del balance del sistema efectuado por el Transportador. Sin perjuicio de lo anterior, el Remitente no perderá la propiedad del hidrocarburo que permanezca en el Oleoducto.
- 14.3** El Transportador podrá en cualquier momento, cuando lo considere necesario, solicitarle a los Remitentes completar el Lleno de Línea del Oleoducto en las condiciones a las cuales se refiere la presente cláusula.

Para ello, el Transportador informará a los Remitentes las razones por las que fue necesario completar el Lleno de Línea.

- 14.4** Cuando un Remitente no transporte en un Mes dado, el volumen que éste tiene en el sistema y que aún hace parte del Lleno de Línea, se entregará en función de los movimientos del sistema, hasta completarse el Retiro en el Punto de Salida del Oleoducto. El Retiro del Crudo se tratará de hacer en el menor tiempo posible, en la medida en que la operación del sistema así lo permita.

CLÁUSULA 15 – REQUISITOS DE CALIDAD DEL HIDROCARBURO

- 15.1** Los requisitos de Calidad del hidrocarburo, que debe cumplir el Crudo Entregado por los Remitentes para ser aceptado para su transporte en un Oleoducto, son los indicados en el numeral 3.1 del **Anexo 3** del presente Manual.

15.2 Certificación de Calidad de Hidrocarburo.

15.2.1 Certificaciones Periódicas: El Remitente proporcionará al Transportador un certificado con las especificaciones de Calidad del hidrocarburo. Dicho certificado deberá ser emitido por una compañía inspectora independiente o por un laboratorio debidamente acreditado. El certificado deberá ser entregado por el Remitente al Transportador conforme a las siguientes reglas:

- (i) Para los Contratos de Transporte, ya sea bajo la modalidad de Capacidad Contratada en Firme o bajo la modalidad de Capacidad Contratada Sujeta a Disponibilidad, el Remitente deberá entregar el certificado a la primera Entrega del Crudo al Transportador, en concordancia con el numeral 3.1 del **Anexo 3**. En todo caso, el Remitente podrá entregar la certificación en concordancia con el numeral 3.2 del **Anexo 3**, la cual será tenida en cuenta por el Transportador para efectos de la CVC.
- (ii) No obstante, para los Contratos de Transporte cuya duración sea superior a un (1) Año, el Remitente deberá entregar al Transportador anualmente, una nueva certificación de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 del Anexo 3. En todo caso, el Remitente podrá entregar

la certificación en concordancia con el numeral 3.2 del **Anexo 3**, la cual será tenida en cuenta para efectos de la CVC.

15.3 Sobrecostos.

- 15.3.1** El Transportador y el Remitente podrán convenir la Entrega de hidrocarburo de características diferentes a las exigidas o acordadas, en cuyo caso, todos los costos y gastos necesarios para llevar el hidrocarburo a especificaciones de transporte aceptables para el Transportador, en caso de que el Transportador así lo decida, deberán ser pagadas por el Remitente, previo acuerdo entre el Remitente y el Transportador.
- 15.3.2** El acuerdo entre Transportador y Remitente para volver operativo este esquema, deberá constar por escrito. En caso contrario, el Crudo no podrá ser recibido para su transporte.

CLÁUSULA 16 – COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD o CVC.

- 16.1** La CVC compensará con un mayor volumen del recibido inicialmente, a aquellos Remitentes que por efecto de las Mezclas que se producen en el transporte, desmejoran la Calidad de su hidrocarburo y, compensará con un menor volumen del recibido inicialmente, a aquellos Remitentes que, por efecto de las Mezclas que se producen en el transporte, mejoran la calidad de su hidrocarburo.
- 16.2** Los procedimientos de CVC, los cuales hacen parte integral de este Manual, se encuentran contenidos en el **Anexo 4** y en el **Anexo 5**.
- 16.3** Los ajustes en el volumen del hidrocarburo producto de la CVC no afectarán el valor o Tarifa de Transporte a pagar por concepto del servicio de Transporte.
- 16.4** La Compensación Volumétrica por Calidad se calculará con base en el valor, determinado por la Calidad, de los Crudos Entregados por cada Remitente en un Punto de Entrada, los cuales, y únicamente para efectos de CVC, se valorarán de conformidad con el procedimiento definido en este Manual. Esta Calidad será corroborada por un inspector de cantidad y calidad independiente, calificado en estas actividades de la industria.

Cuando una corriente nueva ingresa a un sistema debe seguir el procedimiento de certificación de Calidad del hidrocarburo descrito en el numeral 15.2 de este Manual. En caso de no contar con un Assay válido que represente la Calidad del hidrocarburo, el Crudo será valorado con las condiciones de Calidad del Crudo recibido en el Punto de Entrada del sistema por el método de API y azufre.

- 16.5** En razón a que por efectos del transporte los Hidrocarburos Entregados en el Oleoducto se mezclan, cada Remitente recibirá en el Punto de Salida un volumen de Hidrocarburo con una Calidad distinta a la de su Hidrocarburo Entregado, excepto cuando haya solicitado, y se haya aceptado, el transporte del Hidrocarburo en forma segregada.

El Transportador no tendrá obligación alguna de devolver en el Punto de Salida un hidrocarburo de la misma Calidad a la del hidrocarburo Entregado para su transporte en el Punto de Entrada.

- 16.6** En los casos en que se transporte Crudo Segregado, éste será incluido en la CVC, y se tendrá en cuenta para la Compensación Volumétrica por Calidad únicamente respecto a las Interfases que se dan al ser transportado con otros Crudos.

La Calidad de este Hidrocarburo segregado también será determinada por un inspector de cantidad y Calidad independiente, calificado en estas actividades y reconocido en la industria.

- 16.7** El Transportador será el liquidador y mediador de las Compensaciones Volumétricas por Calidad para propiciar el ajuste.
- 16.8** Por acuerdo entre la totalidad de los Remitentes participantes en una Mezcla en un Oleoducto, se podrá optar por no implementar el proceso de CVC para los Crudos transportados de dicha Mezcla, para lo cual deberán notificar al Transportador de esta decisión a más tardar dentro del Mes anterior al Mes de la Nominación. Lo anterior será aplicable siempre y cuando exista pleno consenso entre los Remitentes que participan en la Mezcla. En este caso, el Transportador realizará únicamente balances de propiedad por Remitente.

Versión	Páginas
3	42 de 73

- 16.9** En cada Mes de Operación, el Transportador realizará un balance de los volúmenes y Calidades existentes al inicio del Mes, Entregados al Oleoducto, perdidos, Retirados y existentes a fin del Mes, tanto para el total de hidrocarburos, así como para los hidrocarburos individuales de cada Remitente de los sistemas de transporte.
- 16.10** La CVC aplicará respecto de los distintos crudos transportados, de forma tal que los saldos volumétricos finales sean iguales a cero (0) y el Transportador no cobrará ni pagará volumen alguno por este concepto y sólo servirá de mediador, liquidador y ejecutor de la distribución volumétrica de las compensaciones.
- 16.11 Indemnidad:** El Remitente indemnizará, liberará y mantendrá indemne al Transportador por todo costo, acción, reclamo, procedimientos intentados por terceras partes, pérdidas y todos los daños y obligaciones incurridos e inherentes a la Mezcla de hidrocarburos durante el proceso de transporte y la aplicación de la CVC.
- 16.12 Modificaciones:** En cualquier caso, el mecanismo de CVC contenido en el presente Manual, podrá ser modificado por el Transportador, previo acuerdo con los Remitentes.

CLÁUSULA 17 – OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Las obligaciones generales del Transportador y de los Remitentes serán las contenidas en la legislación aplicable y en la Resolución 72-145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o aquella que la modifique, adicione o sustituya, y de manera particular, las contenidas en el presente Manual del Transportador y el Contrato de Transporte suscrito entre el Transportador y los Remitentes.

CLÁUSULA 18 – RIESGOS Y RESPONSABILIDAD

- 18.1 Custodia del Crudo:** El Transportador ejercerá custodia sobre el hidrocarburo del Remitente con el cuidado que los hombres de negocios emplean ordinariamente en sus negocios propios, a partir del momento en que el Remitente o quien éste designe, lo Entregue en el Punto de Entrada y hasta el Punto de Salida.

Versión	Páginas
3	43 de 73

18.2 Responsabilidad del Transportador: 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 o cualquier otro evento que lo exonere de responsabilidad de conformidad con el Contrato de Transporte y la legislación aplicable.

El Transportador no será responsable por los daños o deterioros que pueda sufrir el hidrocarburo Entregado por un Remitente, tales como contaminación con materias extrañas o contaminación por el contacto de los diferentes tipos de hidrocarburos, si el daño o deterioro se debe a Eventos Justificados o cualquier otro evento que lo exonere de responsabilidad. Si en alguno de estos eventos resultaran involucrados uno o más Remitentes, la totalidad de los hidrocarburos afectados serán prorrstateados entre los Remitentes en proporción a la titularidad de cada uno de los hidrocarburos involucrados, sin perjuicio de las indemnizaciones posteriores a que haya lugar. El Transportador preparará la información correspondiente al volumen de hidrocarburo afectado y la proporción que le corresponde a cada Remitente.

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 a los Oleoductos de Cenit.

18.3 Sin perjuicio de las previsiones que puedan ser acordadas en el respectivo Contrato de Transporte, en eventos de prestación defectuosa o tardía del servicio, Pérdidas Identificables o avería de Crudo que deban ser asumidos por el Transportador, se tendrá en cuenta el siguiente límite de responsabilidad:

18.3.1 Por concepto de daño emergente debidamente probado, el Transportador pagará una indemnización hasta por el valor equivalente al setenta y cinco por ciento (75%) del Valor Declarado del Crudo por cada Barril perdido o averiado.

18.3.2 Por concepto de lucro cesante debidamente probado, el Transportador pagará una indemnización hasta por el valor equivalente al veinticinco por ciento (25%) del valor de la indemnización determinada conforme al numeral anterior.

18.4 Responsabilidad del Remitente: El Remitente será responsable y mantendrá indemne al Transportador por los daños o perjuicios que le ocasione, generados, derivados o relacionados con la falta o el incumplimiento total o parcial por parte del Remitente, por acción u omisión, de las obligaciones contenidas en el presente Manual, sus anexos, el Contrato de Transporte y la legislación aplicable.

CLÁUSULA 19 – RECLAMOS

19.1. Cualquier reclamo que tuviere un Remitente o Tercero generado por la prestación del servicio de transporte de hidrocarburo por un Oleoducto, deberá ser presentado por escrito a más tardar dentro de los treinta (30) Días siguientes a la fecha del Retiro del hidrocarburo en el Punto de Salida o a la fecha de emisión del Balance Volumétrico correspondiente, con los sustentos técnicos y documentales a que haya lugar. Se exceptúan los reclamos por cargues de buquetanques en puertos, los cuales se rigen por el respectivo reglamento portuario.

19.2. Todo reclamo será tratado de manera oportuna y diligente, teniendo un plazo máximo de un (1) Mes para dar respuesta a los mismos, contados a partir de la fecha de recibo de la reclamación por parte del Transportador.

CLÁUSULA 20 – HIDROCARBURO AFECTADO POR UN LITIGIO

20.1 Cualquier Remitente está en la obligación de avisarle de manera escrita y previo a la Entrega del hidrocarburo al Transportador, si el hidrocarburo objeto de su solicitud de transporte está afectado por cualquier gravamen, reclamo o litigio, tanto de carácter judicial como extrajudicial.

20.2 El Transportador se reserva el derecho de aceptar o rechazar cualquier hidrocarburo 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.

- 20.3** En caso de aceptar su transporte, el Transportador podrá exigir al Remitente la presentación de una garantía, a satisfacción del Transportador, que cubra los riesgos y posibles perjuicios que puedan ocasionarse al Transportador, a otros Remitentes y a Terceros, con motivo del transporte.
- 20.4** El Transportador también se reserva el derecho a rechazar cualquier solicitud de transporte, cuando ésta provenga de un Remitente que haya incumplido este Manual, el Contrato de Transporte o las normas legales aplicables.
- 20.5** Con independencia de lo establecido en el Contrato de Transporte o cualquier otro acuerdo al que el Transportador haya llegado con el Remitente, el Transportador dará estricto cumplimiento a cualquier orden judicial o de autoridad competente en relación con el hidrocarburo sujeto a gravamen o litigio, sin que ello de lugar a reclamación alguna en su contra por parte del Remitente.

CLÁUSULA 21 – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA PLANEACIÓN DEL TRANSPORTE Y COORDINACIÓN OPERACIONAL

Para que obren como contacto y comunicación con los Agentes, demás interesados y entidades que intervienen en el proceso de transporte, en el BTO se presenta la estructura organizacional de la planeación del transporte y coordinación operacional correspondiente.

- 21.1 Procedimiento de Coordinación de Operaciones:** Para efectos de la planeación, coordinación y supervisión de la operación de los Oleoductos, relacionada con la ejecución de los Contratos de Transporte celebrados, Cenit cuenta con una estructura organizacional encargada de manejar dichos aspectos. Las comunicaciones con los Agentes, demás interesados y entidades que intervienen en el proceso de transporte, asociadas con la coordinación de las actividades relacionadas en el presente Manual, serán atendidas por el área operativa del Transportador.

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

Versión	Páginas
3	46 de 73

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.

21.2 Atención de Emergencias: El Transportador dispone de un Plan de Contingencias que recopila la estructura y los procedimientos requeridos para atender cualquier tipo de emergencias que puedan afectar la integridad de las personas, el ambiente o la infraestructura. Para hacer frente a las emergencias, el Transportador aplicará el modelo o procedimiento de atención de emergencias que haya definido, el cual dará en todo caso cumplimiento a los términos que establezca la Dirección Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, cuando ello aplique.

CLÁUSULA 22 – SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

En el evento de presentarse cualquier conflicto o desacuerdo relacionado con, el presente Manual o el servicio de transporte, el mismo será resuelto de conformidad con el mecanismo que haya sido pactado por las Partes en el respectivo Contrato de Transporte.

CLÁUSULA 23 – ENTRADA EN VIGENCIA

La fecha de entrada en vigencia de este Manual es el primero (1) de julio de dos mil veintiuno (2021).

CLÁUSULA 24 - ADICIÓN Y MODIFICACIÓN

El Transportador podrá realizar adiciones o modificaciones a este Manual, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 72-145 del 7 de mayo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía o las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Versión	Páginas
3	47 de 73

ANEXO 1. MODELO DE CARTA PARA SOLICITUD DE CONEXIÓN

Ciudad, fecha

Señor
(Nombre)
Gerente Comercial

CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S.

Ciudad

Asunto: Solicitud de Conexión de (Remitente) al Oleoducto/Planta (Nombre del Oleoducto/Planta)

Estimado Señor:

Conforme se establece en la Resolución 72-145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía [o la que la adicione, modifique, complemente o sustituya], por medio de la presente manifestamos la intención de conectarnos al [incluir el nombre del sistema o estación]. Lo anterior con el fin de poder evacuar el crudo [incluir el nombre del crudo o campo] de nuestra propiedad.

Para la evaluación de viabilidad técnica de la solicitud de conexión, nos permitimos suministrar la siguiente información:

- Punto de conexión/entrega: [incluir el pk de conexión o el nombre de la Planta]
- Fecha estimada de conexión: [incluir la fecha estimada para inicio de operación]
- Volumen de crudo: [incluir el volumen de crudo en BPD a inyectar/entregar]
- Calidad del Crudo: [incluir el valor numérico de la Gravedad API y viscosidad a temperaturas de referencia]

Junto a la comunicación, anexamos el certificado con las especificaciones de Calidad del crudo a entregar en custodia.

Cordialmente,

[Firma]

[Nombre y cargo de la persona autorizada para solicitar la conexión al Oleoducto]

Copia Externa: Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos

ANEXO 2. FRECUENCIAS DE VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN EQUIPOS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD DE HIDROCARBUROS

PROBADORES				
Tipo	Frecuencia verificación	Frecuencia calibración	Frecuencia mantenimiento	Referencia
Volumétrico tipo Tanque	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el Anexo B del API MPMS 4.8., sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios y 3 años para portátiles.	Por condición o antes de realizar la calibración	API MPMS Cap. 4.8, Anexo B.
Compacto	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el Anexo B del API MPMS 4.8., sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios y 3 años para portátiles.	Por condición o antes de realizar la calibración	API MPMS Cap. 4.8, Anexo B.
Bidireccional	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el Anexo B del API MPMS 4.8., sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios y 3 años para portátiles.	Por condición o antes de realizar la calibración	API MPMS Cap. 4.8, Anexo B.
Medidor Maestro	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el Anexo B del API MPMS 4.8., sin exceder intervalos de 1 año.	Por condición o antes de realizar la calibración	API MPMS Cap. 4.8, Anexo B.
Transmisor de presión	Semestral	2 años	Por condición	
Transmisor de temperatura	Trimestral	-Transferencia de custodia: una vez año -Transferencia interna cada 2 años o antes según resultados de verificación	Por condición	API MPMS Cap. 7.4, Anexo A
Densímetro	Semestral	Según resultados de la verificación	Por condición	API MPMS Cap. 9.4

INSTRUMENTOS, VÁLVULAS Y DEMÁS EQUIPOS				
Tipo	Frecuencia verificación	Frecuencia calibración	Frecuencia mantenimiento	Referencia
Válvulas de doble bloqueo y purga	Trimestral	N/A	Por condición	
Computador de flujo	Anual	N/A	Por condición	API MPMS Cap. 21
Sistema de telemetría de tanques atmosféricos y presurizados	-Transferencia de custodia: una vez al mes -Transferencia interna/Control de inventarios: cada tres meses	Por diferencia de medición en tres puntos: -Transferencia de Custodia: tolerancia de < 4mm - Transferencia interna/Control de Inventarios: tolerancia de < 25mm	Anual (revisión de tablas de aforo y constantes del tanque)	API MPMS Cap. 3.1B
Termómetros electrónicos (PET)	-Transferencia de custodia: una vez al día (antes del uso) contra temperatura ambiente. Y una vez al mes verificándolo en dos o más temperaturas. -Transferencia interna/control de inventarios: una vez al mes verificándolo en dos o más puntos.	Anual	N/A	API MPMS Cap. 7.2
Cintas de medición de trabajo	Inspección antes de uso y verificación al menos una vez al año luego de la puesta en servicio.	N/A	N/A	API MPMS Cap. 3.1A
Cinta de medición maestra	N/A	Cada 5 años	N/A	API MPMS Cap. 3.1A

EQUIPOS DE REFERENCIA				
Tipo	Frecuencia verificación	Frecuencia calibración¹	Frecuencia mantenimiento	Referencia
Hidrómetros	N/A	2 años	Según el plan de aseguramiento metrológico del instrumento	
Multímetros Calibrador de campo	N/A	2 años	Según el plan de aseguramiento metrológico del instrumento	
Baño seco controlado (patrón de temperatura)	N/A	2 años	Según el plan de aseguramiento metrológico del instrumento	
Patrón de presión	N/A	2 años	Según el plan de aseguramiento metrológico del instrumento	

MEDIDORES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA²				
Equipo	Frecuencia verificación	Frecuencia actualización de factores	Frecuencia mantenimiento	Referencia
Con probador dedicado	Semanal garantizando corridas en todo el rango operativo y por producto	Según resultados del análisis estadístico mensual del comportamiento del MF	Por condición	API MPMS Cap. 4.8
Con probador portátil	Semanal garantizando corridas en todo el rango operativo y por producto	Según resultados del análisis estadístico mensual del comportamiento del MF	Por condición	API MPMS Cap. 4.8
Con Medidor Maestro	Semanal garantizando corridas en todo el rango operativo y por producto	Según resultados del análisis estadístico mensual del comportamiento del MF	Por condición	API MPMS Cap. 4.8

¹ La calibración debe ser por un ente o laboratorio acreditado la ONAC o quien haga las veces.

² Los medidores que sean sometidos a un mantenimiento intrusivo deben ser verificados y calibrados inmediatamente después de ocurrido dicho mantenimiento.

MANUAL DEL TRANSPORTADOR



Versión	Páginas
3	51 de 73

ANEXO 3. REQUERIMIENTOS DE CALIDAD DEL HIDROCARBURO

3.1 ESPECIFICACIONES DE CALIDAD REQUERIDAS PARA EL INGRESO DE CRUDOS AL OLEODUCTO

Parámetro		Crudo extra pesado	Crudo pesado	Crudo liviano e intermedio
Gravedad API @60°F (°API)	ASTM D 1298	16.0-17.9	18.0-21.0	≥21.1
S&W ^(a) (%vol.)	ASTM D 4377 ASTM D 4006 ASTM D 473	≤0.8	≤0.8	≤0.5
Viscosidad @30°C (cSt)	ASTM D 445	301-600	201-300	≤200
Sal (PTB)	ASTM D 3230	≤20	≤20	≤20
Punto de fluidez (°C)	ASTM D 93	≤6	≤6	≤12
RVP (psi)	ASTM D 323	≤9.0	≤9.0	≤11.0
Azufre (% w)	ASTM D 4294	Reportar	Reportar	Reportar
Temperatura (°F)		≤120		

Nota: El Transportador se reserva el derecho de acordar con los Remitentes condiciones distintas a las descritas para el recibo del Crudo.

(a) No debe haber presencia de agua libre en las entregas del crudo.

3.2 CERTIFICACIONES DE CALIDAD PARA VALORACIÓN

Propiedades	Unidades	Crudo	NLV	Nafta	Diésel	VGO	VBT
			IBP - 160 °F	160 - 350 °F	350 - 650 °F	650 - 1.000 °F	1.000 °F + Residual
Rendimiento en peso	Wt %	N/A					
Rendimiento en volumen	Vol %	N/A					
Gravedad API	°API						
Azufre	Wt %						
Sal	PTB						

Propiedades			NLV	Nafta	Diésel	VGO	VBT
Fracción	Unidades	Crudo	IBP - 160 °F	160 - 350 °F	350 - 650 °F	650 - 1.000 °F	1.000 °F + Residual
SW	Vol %						
Acidez	mg KOH/g						
Punto de Fluídez	°C						
Destilación @ 10 %	°F						
Destilación @ 50 %	°F						
Destilación @ 90 %	°F						
Viscosidad @ 86 °F	cSt						
Viscosidad @ 100 °F	cSt						
Viscosidad @ 122 °F	cSt						
Viscosidad @ 212 °F	cSt						
Presión de Vapor (RVP)	psi						
C1 – Metano	Vol %						
C2 – Etano	Vol %						
C3 – Propano	Vol %						
iC4 – Isobutano	Vol %						
nC4 - Normal Butano	Vol %						
IC5-Isopentano	Vol %						
NC5-Normal Pentano	Vol %						
Neo-Pentano	Vol %						
Contenido de Níquel	WT.ppm						
Contenido de Vanadio	WT.ppm						

Nota: El Transportador podrá exigir a su discreción características adicionales.

ANEXO 4. MECANISMOS DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD O CVC POR LA MEZCLA DE CRUDOS

En este documento se describe la realización de la CVC de los sistemas de Oleoductos del Transportador, a través de las siguientes secciones:

- 4.1 Información de entrada
- 4.2 Etapas del proceso de CVC
- 4.3 Información de salida

4.1. INFORMACIÓN DE ENTRADA

Como información de entrada para efectuar la CVC, se considera:

(a) Balance operativo mensual del Oleoducto: Para la determinación de las Pérdidas No Identificables en el Oleoducto, se considera la siguiente Ecuación:

$$PNI_T = II + E + R - D - IF - PI$$

Ecuación 1

Donde:

PNI_T	Pérdidas No Identificables Totales del Oleoducto
II	Inventario Inicial total en el Oleoducto
E	Entrega total de Crudo al Oleoducto
R	Retiros del Oleoducto
D	Despachos de Crudo: Corresponde a los volúmenes ya recibidos en custodia que se inyectan a subsistemas del oleoducto.
IF	Inventario final total del Oleoducto
PI	Pérdidas Identificables de Crudo en el Oleoducto, si existieran.

Luego de lo cual, se distribuye el volumen calculado entre los diferentes Crudos transportados utilizando la siguiente Ecuación:

$$PNI_i = PNI_T * E_i / E_T$$

Ecuación 2

Donde:

PNI_T	Pérdidas No Identificables Totales del Oleoducto
PNI_i	Pérdidas No Identificables del Crudo (i) en el Oleoducto
E_i	Entrega del Crudo (i) en el Oleoducto
E_T	Entrega total de todos los Crudos transportados al Oleoducto

Una vez determinadas las Pérdidas No Identificables, se realiza la determinación de los volúmenes de Interfase en el Oleoducto, mediante la realización del siguiente balance para el Crudo para el cual se desea determinar este volumen:

$$I_{i \rightarrow MEZ} = I_{i \rightarrow} + E_i - R_i - R_{(i) cc} - D_i - IF_i - PI_i - PNI_i$$

Ecuación 3

Donde:

I_{i → MEZ}	Volumen de Crudo (i) recibido como Interfase durante la operación de segregación
I_{i →}	Inventario inicial de Crudo (i) en el Oleoducto
E_i	Entrega del Crudo (i) en el Oleoducto
R_i	Retiros de Crudo (i) en el Oleoducto
R_{(i) cc}	Retiros de Crudo (i) para utilización como combustible
D_i	Despachos de Crudo (i) ya recibidos en custodia que se inyectan a subsistemas del oleoducto
IF_i	Inventario final del Crudo (i) en el Oleoducto
PI_i	Pérdidas Identificables de Crudo (i) en el Oleoducto
PNI_i	Pérdidas No Identificables de Crudo (i) en el Oleoducto

(b) Reporte consolidado de cantidad y Calidad: Emitido por un inspector de Calidad y cantidad donde se reflejan los movimientos de Crudos en el Oleoducto.

(c) Información de sistemas aferentes y Remitentes: De manera mensual, el Transportador notificará, por correo electrónico y por Oleoducto, a los Remitentes y sistemas aferentes, la información requerida de su parte y las fechas previstas para su recibo, como también se notificarán los tiempos de revisión y publicación de las CVC.

El Transportador se exonerará del cumplimiento de los tiempos de revisión y publicación de las compensaciones, en aquellos casos en que no reciba la información necesaria por parte de los Remitentes o sistemas aferentes, dentro de las fechas previstas.

(d) Valoración de los Crudos objeto de CVC: Para efectos de la valoración, el Transportador informará la necesidad de que el Remitente certifique nuevamente el hidrocarburo cuando, habiendo entregado la certificación correspondiente al numeral 3.2 del **Anexo 3** para la valoración del hidrocarburo en el Oleoducto para el proceso de CVC, ésta demuestre que no se cumplen los límites permisibles de variabilidad establecidos en la Tabla 1 de este **Anexo 4**. El Remitente acordará con el Transportador la fecha en la que deberá entregar la certificación.

Tabla 1. Límites de variabilidad para especificaciones de calidad para la valoración

Parámetro	Límite de variabilidad permisible
Gravedad API @60°F [°API]	ASTM D 1298

(e) Nominación del Remitente: En el Oleoducto para el Mes de Operación a reportar, aceptada por el Transportador.

4.2. ETAPAS DEL PROCESO DE CVC

Las etapas del proceso de CVC son:

- (i)** Valoración.
- (ii)** Ponderación.
- (iii)** Compensación.
- (iv)** Balance Volumétrico.

(i) Valoración: Cenit, de manera directa o a través de otro Transportador, ejecutará la valoración del Crudo objeto de CVC. En caso de que sea otro Transportador, las condiciones para la valoración serán las descritas en su Manual del Transportador. Lo anterior no exonera a Cenit de su responsabilidad en este proceso.

De manera general, la Valoración consiste en asignar un valor en dólares de los Estados Unidos de América (USD) a los Crudos que ingresaron al sistema de transporte, basados en metodologías de valoración tales como Cortes por Destilación o valoración por gravedad API y Azufre. La metodología a utilizar se aplicará a partir de la información de calidad descrita numeral 15.2 de este Manual y lo contenido en este Anexo.

(a) Cortes por Destilación: Este método utiliza una caracterización del Crudo mediante un análisis de destilación en laboratorio (Assay) que modela un proceso de refinación representando las fracciones obtenidas y demás propiedades de cada corriente (ver **Anexo 3**, numeral 3.2). Combinando el resultado del fraccionamiento del Crudo con los precios de estos productos refinados en el mercado de Estados Unidos, se determina el valor de dicho Crudo en el mismo mercado.

(b) Método de gravedad API y azufre: Este método utiliza la base de datos de las características de API y el azufre de los Crudos que tienen Assay (ver **Anexo 3**, numeral 3.2) vigente junto con su precio por Barril calculado según sus Cortes por Destilación, para generar por medio de una regresión lineal por el método de mínimos cuadrados, las constantes de la Ecuación , dando como resultado del cálculo, el precio del Crudo en particular, utilizando únicamente las características de gravedad API y azufre de dicho Crudo.

$$\text{Valor estimado del crudo} = B_0 + B_1 * \text{Densidad} + B_2 * \%S$$

Ecuación 4

Donde:

B_0 : Constante

B_1 : Constante de ajuste por gravedad específica

B_2 : Constante de ajuste por contenido de azufre

%S: Contenido de azufre del crudo, en %masa.

Los Remitentes podrán, en caso de presentarse condiciones de mercado distintas, evaluar métodos adicionales de valoración para análisis de aplicabilidad por parte del Transportador y de los demás Remitentes. En cualquier caso, el mecanismo de CVC contenido en el presente Manual, podrá

ser modificado por el Transportador, previo acuerdo con los Remitentes o en atención a lo que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

(ii) Ponderación: Una vez valorados los Crudos, se procederá a calcular ponderadamente la mezcla resultante permitiendo así, tener el porcentaje de participación monetaria de cada Remitente en dicha Mezcla.

(iii)Compensación: En esta etapa se calcula la diferencia por Remitente del volumen Entregado y el volumen producto de la ponderación monetaria en la Mezcla. Si el valor relativo del Crudo recibido de un Remitente en el Oleoducto es menor al valor relativo del Crudo entregado, a la cuenta del Remitente se descontará una cantidad igual de Crudo con el fin de compensar con volumen el valor relativo Entregado y viceversa. La suma de las variaciones de volumen de todos los Remitentes debe ser igual a cero (0).

Con el resultado de la CVC, cada Remitente acuerda recibir o entregar el volumen resultante de la compensación a quien corresponda, y los ajustes mensuales serán incluidos en el Mes de Operación para el cual fueron calculados.

(iv)Balance Volumétrico por Remitente: Finalizada la etapa de Compensación Volumétrica por Calidad, se calcula el Balance Volumétrico del Oleoducto por Remitente en volúmenes NSV y GSV; es decir, se determina la propiedad del Crudo en los Oleoductos.

Igualmente, se distribuyen entre los Remitentes las siguientes cantidades del balance, así:

PNI	Las Pérdidas No Identificables no imputables al Transportador, se distribuyen entre todos los Remitentes de la corriente en proporción a sus Entregas durante el Mes a reportar.
PI	Las Pérdidas Identificables no imputables al Transportador, se distribuyen en proporción a las Entregas por Remitente del Mes anterior. En las instalaciones costa afuera serán asumidas por cada uno de los Remitentes en proporción a su participación en el Crudo en cada embarque, de acuerdo con las medidas tomadas en el terminal en tierra, en caso de que se estén adelantando operaciones de cargue; en el evento de que no se estén efectuando operaciones de cargue, serán asumidas por los

	Remitentes, en proporción a las Entregas del Mes anterior en el Terminal.
II	Corresponde a la distribución del inventario final reportado en el Balance Volumétrico por Remitente del Mes anterior.
N_v	Novedades reportadas por transferencias entre Remitentes y/o correcciones de meses anteriores a las que haya lugar, previa notificación a Remitentes.
Rc	Retiros de Crudo Combustible: Cuando exista autoconsumo o un acuerdo para la compra de Crudo combustible vigente con un Remitente para el Mes de Operación a reportar, los Retiros de Combustible se descontarán de los Inventarios disponibles del respectivo Remitente en el Oleoducto.
D	Despachos totales: Corresponde a los volúmenes ya recibidos en custodia que se inyectan a subsistemas del oleoducto, de acuerdo con los porcentajes de volumen disponible por Remitente.
R	Corresponde a los retiros realizados en el Punto de Salida por cada Remitente.
IF	Inventario final a las 24:00 del último Día del Mes de Operación a reportar.
CVC	Corresponde a los ajustes por Compensación Volumétrica por Calidad del Mes a reportar, calculados según lo establecido en el presente Anexo.

La fórmula general del Balance Volumétrico por Remitente es la siguiente:

$$\text{II} + \text{CVC} + \text{E} + \text{N}_v - \text{Rc} - \text{D} - \text{R} - \text{PI} - \text{PNI} - \text{IF} = 0$$

Ecuación 5

4.3. INFORMACIÓN DE SALIDA

La información resultante del proceso de CVC, se oficializará mediante correo electrónico y en el Boletín del Transportador (BTO) por Remitente, conteniendo:

- Ajustes de Compensación Volumétrica por Calidad en volumen neto estándar (NSV).
- Volumen objeto de aplicación del impuesto de transporte en volumen neto estándar (NSV).

Versión	Páginas
3	60 de 73

- Volumen para cobro de Tarifa de Transporte en volumen bruto estándar (GSV), considerando los volúmenes transportados, y no aquellos recibidos y compensados por efecto de CVC, para cada Remitente.
- Balance Volumétrico en volumen neto estándar (NSV) y volumen bruto estándar (GSV).

El reporte del volumen en GSV y NSV se realiza con dos cifras significativas de acuerdo con lo establecido en la norma API MPMS, Capítulo 12.1.1.

ANEXO 5. PROCEDIMIENTO DE AJUSTES O BALANCES VOLUMÉTRICOS DEL OLEODUCTO CAÑO LIMÓN - COVEÑAS

El Balance Volumétrico lo realizará el Transportador, con periodicidad mensual, a fin de establecer por cada Remitente los volúmenes inyectados por cada Remitente al Oleoducto, las Pérdidas Identificables, las Pérdidas No Identificables, los consumos, las variaciones de inventario y los ajustes por Calidad, si este último fuera aplicable.

Todas las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables serán asumidas por cada uno de los Remitentes, de manera proporcional al volumen transportado, sin importar la longitud la longitud del Trayecto que el Crudo recorra.

La propiedad del inventario del lleno de línea del sistema estará distribuida proporcionalmente a los recibos en el Punto de Entrada del Oleoducto.

1. PÉRDIDAS

Para efectos del presente procedimiento, se aplicará lo dispuesto en el Manual del Transportador, para el manejo de las pérdidas en el Oleoducto.

2. CONSUMO DE CRUDO

El Transportador asume la totalidad de los costos de Crudo de consumo. En caso de que el Transportador consuma algún Crudo de los transportados, esta cantidad será usada solo para los Balances Volumétricos si fuese aplicable.

3. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

3.1 Cuando al Oleoducto se Entreguen Crudos de diferente calidad y de diferentes Remitentes, se tendrá como resultado un Crudo con unas características de Calidad y de valor de mercado diferente de los Crudos Entregados al sistema por cada uno de los Remitentes. Debido a las diferentes calidades del Crudo Entregado al Oleoducto, algunos Remitentes recibirán Crudo de mayor valor del que entregaron, mientras que otros recibirán Crudo de un valor inferior al del Crudo que entregaron al sistema.

Con el fin de hacer ajustes de manera equitativa entre los Remitentes del Oleoducto, por las diferencias en valor resultantes de las diferencias en calidad

Versión	Páginas
3	62 de 73

de los Crudos Entregados en el sistema, se debe establecer un procedimiento de Compensación Volumétrica por Calidad.

El propósito de la CVC es establecer un sistema para compensar a los Remitentes por la degradación o mejora del Crudo que reciben en comparación con el Crudo que entregan. El Remitente que reciba un Crudo de menor calidad al que entregó será recompensado con un mayor volumen.

El Remitente que recibe Crudo de mejor calidad al que entregó compensará a los otros Remitentes que entregaron Crudo de mejor calidad, aceptando recibir un menor volumen. De cualquier manera, la suma de débitos y créditos por CVC para todos los Remitentes será cero.

En cualquier Nodo de Entrada del Oleoducto, donde confluyan dos o más corrientes de Crudo con el fin de ser transportadas, se debe establecer una Compensación Volumétrica por Calidad sobre la Mezcla resultante. Los Remitentes de los Crudos podrán acordar su Mezcla sin aplicar CVC.

3.2 MUESTREO Y MEDICIÓN EN EL OLEODUCTO

Para efectos del presente procedimiento, se aplicará lo dispuesto en el Manual del Transportador para las mediciones y muestreos en el Oleoducto.

3.3 PROCEDIMIENTO DE LA CVC

El Transportador establecerá procedimientos detallados para la CVC siguiendo los lineamientos aquí establecidos.

3.3.1 El Transportador será el liquidador y mediador de las compensaciones que resulten del proceso de CVC y los Remitentes podrán auditar el proceso o solicitar revisiones al mismo, toda vez que se informe oportunamente al Transportador y se coordine un plan de trabajo entre las partes.

3.3.2 El Transportador deberá establecer mensualmente los coeficientes para ajustes de calidad y azufre de conformidad con los criterios aquí establecidos.

3.3.3 La CVC deberá ser conciliada en especie.

- 3.3.4 El Transportador hará ajustes mensuales al volumen de Crudo correspondiente a cada Remitente con base en los coeficientes de ajuste de calidad.

Para cualquier mes de liquidación aplicable, la cantidad de Crudo correspondiente de cada Remitente del Oleoducto deberá:

- (a) Reducirse si dicho Remitente del Sistema entrega Crudo de menor Calidad que la Calidad promedio de la Mezcla,
- (b) Incrementarse si dicho Remitente del sistema entrega Crudo de una Calidad más alta que la Calidad promedio de la Mezcla.

- 3.3.5 A más tardar el quince (15) de cada Mes, los Remitentes deberán reportar al Transportador los precios de exportación, gravedad API y el contenido de azufre de cada uno de sus embarques del Mes inmediatamente anterior.

- 3.3.6 Cada Mes, el Transportador medirá los volúmenes Entregados por los Remitentes del Sistema y determinará el promedio ponderado de los parámetros de Calidad de los Crudos Entregados al Sistema.

- 3.3.7 El Transportador calculará los ajustes al volumen para cada Remitente que utiliza el Oleoducto y determinará el volumen de Crudo que le corresponde. Ningún ajuste en el volumen como consecuencia de la CVC podrá afectar la Tarifa de Transporte que deberá pagar un Remitente al Transportador.

- 3.3.8 Los Remitentes del sistema reconocen que los ajustes a sus volúmenes de Crudo disponible como resultado de estos principios y procedimientos de CVC, podrán afectar el volumen del Crudo disponible para una entrega posterior.

- 3.3.9 Los Remitentes tienen el derecho de revisar los cálculos del Transportador con relación a los ajustes por CVC y a la debida aplicación de este procedimiento. Ambos deberán revisar conjuntamente:

Versión	Páginas
3	64 de 73

- (a) La idoneidad de la canasta de Crudos de referencia en cuanto a sus términos de calidad.
- (b) La información sobre precios disponible al público.
- (c) Los cálculos de los coeficientes y de los volúmenes ajustados.

Este proceso deberá ser llevado a cabo mediante reuniones entre los Remitentes y el Transportador.

3.3.10 Se desarrollará una base de datos de la gravedad API y el contenido de azufre para los Crudos realmente entregados al Oleoducto, de muestras confiables de laboratorio de los flujos de Crudo realmente entregados en el sistema. Los datos de calidad del Crudo deben cumplir con los siguientes criterios:

- (a) La gravedad API y el contenido de azufre en la base de datos de la calidad del Crudo son representativos de las calidades actuales del Crudo que se está entregando.
- (b) La variabilidad de la gravedad API y el azufre se encuentra dentro de una tolerancia permitida a ser determinada por las Partes. Se realizarán análisis del contenido de azufre con base en un cronograma acordado por las Partes luego del inicio del período de operaciones.

3.4 METODOLOGÍA PARA VALORACIÓN DE CRUDOS

Mediante el uso de una canasta de Crudos de referencia se determinará la variación en precio con relación al Grado API y el contenido de azufre para los Crudos Entregados al Oleoducto. El método se basa en el empleo de la regresión lineal de los precios de una canasta de Crudos de referencia entregados en la Costa del Golfo de los Estados Unidos con gravedad API y contenido de azufre.

3.4.1 Canasta de Crudos de Referencia

La canasta de Crudos a utilizar debe siempre incluir un mínimo de diez (10) Crudos. Esta canasta de Crudos de referencia, con precios y calidades

Versión	Páginas
3	65 de 73

históricamente reconocidos, será empleada para determinar los coeficientes del ajuste del Grado API y del contenido de azufre. La información de los precios de la canasta deberá estar continuamente disponible de fuentes abiertas al público para cada Crudo de referencia. Los precios reportados que se utilicen en la canasta de Crudos de referencia deberán obtenerse de servicios de información de precios independientes que sean reconocidos por la industria y deberán provenir de operaciones reales.

Esta canasta suministra un rango de calidades para poder desarrollar los coeficientes de las regresiones y de esta manera cubrir las corrientes que puedan ser inyectadas al Oleoducto. La canasta inicial de Crudos a utilizar es la establecida en la Tabla I de este procedimiento, la cual podrá ser revisada de común acuerdo entre el Transportador y los Remitentes.

3.4.2 Cálculo de los Precios de los Crudos de la Canasta en la Costa del Golfo

Se deben ajustar todas las cotizaciones de precios en Crudo a una ubicación común en la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Todos los precios de Crudo de referencia se ajustarán con respecto a la ubicación con base en la disponibilidad de información de precios de acuerdo con la siguiente lista:

(a) Cotizaciones FOB:

- Añada el transporte a la Costa del Golfo de los Estados Unidos usando el tamaño apropiado de embarcación.
- Incluya los aranceles, impuestos de “Oil Pollution Liability Insurance (OPLI”, “Superfund”) y otros aranceles/tarifas apropiadas.

(b) Cotizaciones CIF

- Incluya aranceles, impuestos OPLI, “Superfund” y otros apropiados.

(c) Crudos entregados por Oleoducto

- Añada cualquier Tarifa de Transporte del Oleoducto, si fuere necesario.

Versión	Páginas
3	66 de 73

- Incluya “Superfund” u otros aranceles/tarifas como sea apropiado.

Tablas II a IV de este procedimiento muestran ejemplos de los cálculos de los precios de los Crudos de la canasta entregados en la Costa del Golfo.

3.4.3 Regresión Lineal de Precios, Gravedad API y Azufre

Para determinar los coeficientes de Gravedad API y azufre se deben correr regresiones lineales usando el método de los mínimos cuadrados.

Lo primero que debe hacerse es calcular el promedio aritmético de los precios de la canasta de Crudos de referencia entregados en la Costa del Golfo para tres (3) Meses. El promedio acumulado de tres meses se calculará al cierre del Mes de conciliación utilizando los precios para el Mes de conciliación y los dos (2) Meses anteriores al Mes de conciliación (Ver 1 en Tabla V).

Para determinar el coeficiente de Gravedad API, se ejecutará un análisis de regresión lineal utilizando el promedio de tres (3) Meses de los precios de los Crudos de la canasta calculado en el párrafo anterior como la variable dependiente. La Gravedad API y el contenido de azufre para cada Crudo de referencia como las variables independientes. La fórmula a usar hace una regresión del precio en función de la gravedad API y el azufre simultáneamente (ver 2 en Tabla V).

Para determinar el coeficiente de azufre, se ejecutará un análisis de regresión lineal utilizando el promedio de tres (3) Meses de los precios de los Crudos de la canasta calculado en el párrafo anterior como la variable dependiente. La gravedad API y el contenido de azufre para cada Crudo de referencia como las variables independientes. La fórmula a usar hace una regresión del precio en función de la gravedad API y el azufre simultáneamente (ver 3 en Tabla V). Los resultados de la determinación de la relación lineal entre el precio entregado y la Gravedad API y el contenido de azufre pueden expresarse en la siguiente ecuación lineal.

$$Y = A_1 * X_1 + B * X_2 + b$$

$$PR = A_1 * APIR + BSR + b \quad (1)$$

En donde:

PR = Precio del Crudo en \$/Barril.

A₁ = Coeficiente de Gravedad API determinado a través de regresión lineal en \$ por Grado API-Barril.

APIR = Variable independiente de Gravedad API.

B = Coeficiente de azufre determinado a través de la regresión lineal en \$/%S-Barril.

SR = Variable independiente de contenido de azufre.

b = Intercepción Y determinada de la regresión lineal en \$/Barril.

3.4.4 Ajuste de Volúmenes para los Remitentes (Tabla VI)

Una vez se cuenta con los coeficientes de API y de azufre, se debe calcular un ajuste volumétrico para conciliar las diferencias entre la calidad de cada Remitente y la de la Mezcla transportada. La cantidad a ajustar para cada Remitente se determina de la siguiente manera:

- (a) Se debe calcular el valor relativo del Crudo de cada Remitente en el Punto de Entrada. Para esto se debe multiplicar la gravedad API del Crudo de cada Remitente por el coeficiente de API obtenido en la regresión y a esto añadirle la multiplicación del porcentaje de azufre del Crudo de cada Remitente por el coeficiente de azufre obtenido en la regresión (ver Tabla VI en la columna – Valor relativo del Crudo \$/BBL).
- (b) Con los datos del valor relativo de cada uno de los Crudos de todos los Remitentes, se calcula el valor relativo de la Mezcla transportada. Este valor se obtiene calculando el promedio ponderado de los valores relativos de cada Crudo multiplicado por el volumen injectado por Remitente (Ver (1) en Tabla VI).
- (c) A continuación, se debe obtener el precio promedio de exportación de la mezcla, con los datos de las exportaciones de todos los Remitentes del Mes en el que se realizan los ajustes (ver (2) en tabla VI).

- (d) Para obtener el precio calculado, se debe obtener la diferencia entre el valor relativo de cada Crudo y el valor relativo calculado para la Mezcla (1), y sumar esta diferencia al precio promedio de exportación de la Mezcla.
- (e) A continuación, se multiplica la cantidad inyectada por el Remitente por su precio calculado y este producto se divide entre el precio promedio de exportación de la mezcla, obteniéndose como resultado el volumen total ajustado por Remitente.
- (f) El volumen a ajustar será la diferencia entre el volumen total ajustado por Remitente y el volumen Entregado por un Remitente al Oleoducto.
- (g) La suma de los volúmenes a ajustar de todos los Remitentes deberá ser cero (0).

El Transportador ejecutará la regresión lineal utilizando una hoja de cálculo tipo Excel. Los resultados estadísticos de la regresión lineal deberán documentarse por el Transportador de modo que la información pueda ser proporcionada a cualquiera de los Remitentes previa solicitud.

Tabla I
Canasta de Crudos de Referencia

Grado	Origen	API, °	Azufre%	Fuente para Precio	BBL/MT
Arab Light	Saudi Arabia	33.2	1.9	Argus, Formula	7.34
Arab Medium	Saudi Arabia	30.5	2.4	Argus, Formula	7.22
Arab Heavy	Saudi Arabia	27.6	2.8	Argus, Formula	7.09
Castilla	Colombia	18.8	2.0	Platts	6.70
LLS	US Gulf Coast	36.2	0.3	Argus	7.47
Mars	US Gulf Coast	28.9	2.1	Argus	7.15
Maya	Mexico	21.1	3.5	Argus	6.80
Napo	Ecuador	18.0	2.3	Platts	6.66
Oriente	Ecuador	24.0	1.2	Platts	6.93
Vasconia	Colombia	26.5	0.9	Platts	7.04

Versión	Páginas
3	69 de 73

Tabla II
Ejemplos de cálculos de precios de los crudos de la canasta entregados en la Costa del Golfo - Agosto 2010

Precio colizado	Fuente para Precio	Tipo de B/T	Ajuste por transporte				Gastos				Precio Entregado		
			WS Flat Rate	% WS	Lightening	Transporte	Superfund	OPLI	Tarifa de Cana	Tarifa de Puerto			
Arab Light	73.79 Argus	VLCC	32.3	39.5	0.54	2.27	-	0.02	-	0.006	0.10	0.11	76.29
Arab Medium	72.09 Argus	VLCC	32.3	39.5	0.54	2.30	-	0.02	-	0.006	0.09	0.11	74.62
Arab Heavy	70.69 Argus	VLCC	32.3	39.5	0.54	2.33	-	0.03	-	0.006	0.09	0.11	73.25
Castilla	67.98 Argus	Aframax	6.5	113.8	-	1.10	-	0.03	-	0.006	0.09	-	69.20
LLS	79.79 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79.79
Mars	74.35 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.35
Maya	67.96 Argus	Aframax	3.4	113.8	-	0.57	-	0.03	-	0.006	0.09	-	68.65
Napo	66.15 Platts	Panamax	8.5	169.7	-	2.16	-	0.03	0.65	0.005	0.09	-	69.08
Oriente	69.30 Platts	Panamax	8.5	169.7	-	2.08	-	0.03	0.65	0.006	0.09	-	72.15
Vasconia	74.12 Platts	Aframax	6.5	113.8	-	1.04	-	0.03	-	0.006	0.09	-	75.29

Lightening costs include the average cost of demurrage on a VLCC for 8 days and cost of demurrage on an aframax for 16 days.

OPLI (Oil Pollution Liability Insurance) is \$0.18/MT

Harbor Maintenance Fee is 0.00125*(FOB crude price +transportation+OPLI)

Customs duty is \$0.105/bbl for crudes with API>25, and \$0.0525/bbl for crudes with API<25. No duties applied to Colombian, Ecuadorian, or Mexican grades.

Tabla III
Ejemplos de cálculos de precios de los crudos de la canasta entregados en la Costa del Golfo - Julio 2011

Precio colizado	Fuente para Precio	Tipo de B/T	Ajuste por transporte				Gastos				Precio Entregado		
			WS Flat Rate	% WS	Lightening	Transporte	Superfund	OPLI	Tarifa de Cana	Tarifa de Puerto			
Arab Light	73.63 Argus	VLCC	32.3	43.2	0.50	2.40	-	0.02	-	0.006	0.10	0.11	76.26
Arab Medium	71.93 Argus	VLCC	32.3	43.2	0.50	2.43	-	0.02	-	0.006	0.09	0.11	74.59
Arab Heavy	70.63 Argus	VLCC	32.3	43.2	0.50	2.47	-	0.03	-	0.006	0.09	0.11	73.32
Castilla	67.73 Argus	Aframax	6.5	140.0	-	1.35	-	0.03	-	0.006	0.09	-	69.20
LLS	78.84 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.84
Mars	74.18 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.18
Maya	66.65 Argus	Aframax	3.4	140.0	-	0.70	-	0.03	-	0.006	0.08	-	67.47
Napo	65.91 Platts	Panamax	8.5	184.2	-	2.35	-	0.03	0.65	0.006	0.09	-	69.02
Oriente	68.91 Platts	Panamax	8.5	184.2	-	2.26	-	0.03	0.65	0.006	0.09	-	71.93
Vasconia	74.48 Platts	Aframax	6.5	140.0	-	1.28	-	0.03	-	0.006	0.09	-	75.89

Lightening costs include the average cost of demurrage on a VLCC for 8 days and cost of demurrage on an aframax for 16 days.

OPLI (Oil Pollution Liability Insurance) is \$0.18/MT

Harbor Maintenance Fee is 0.00125*(FOB crude price +transportation+OPLI)

Customs duty is \$0.105/bbl for crudes with API>25, and \$0.0525/bbl for crudes with API<25. No duties applied to Colombian, Ecuadorian, or Mexican grades.

MANUAL DEL TRANSPORTADOR



Versión	Páginas
3	70 de 73

Tabla IV
Ejemplos de cálculos de precios entregados en la Costa del Golfo - Junio 2010

Precio colizado/entregado para Prec	Tipo de B/T	WS Flat Rate	% WS	Ajuste por transporte			Superfund	OPLI	Gastos			Precio Entregado	
				Lightering	Transporte	Tanifa de Cana			Tanifa de Puerto	Tanifa de Mant. Pu. Aduanas			
Arab Light	74.18 Argus	VLCC	32.3	61.1	0.50	3.19	-	0.02	-	0.006	0.10	0.11	77.60
Arab Medium	72.38 Argus	VLCC	32.3	61.1	0.50	3.23	-	0.02	-	0.006	0.09	0.11	75.84
Arab Heavy	70.83 Argus	VLCC	32.3	61.1	0.50	3.28	-	0.03	-	0.006	0.09	0.11	74.34
Castilla	68.44 Argus	Aframax	6.5	133.4	-	1.28	-	0.03	-	0.006	0.09	-	69.84
LLS	78.94 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.94
Mars	74.63 Argus	N/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.63
Maya	65.49 Argus	Aframax	3.4	133.4	-	0.67	-	0.03	-	0.006	0.08	-	66.27
Napo	66.54 Platts	Panamax	8.5	176.5	-	2.25	-	0.03	0.65	0.006	0.09	-	69.56
Oriente	69.19 Platts	Panamax	8.5	176.5	-	2.16	-	0.03	0.65	0.006	0.09	-	72.12
Vasconia	73.58 Platts	Aframax	6.5	133.4	-	1.22	-	0.03	-	0.006	0.09	-	74.93

Lightering costs include the average cost of demurrage on a VLCC for 8 days and cost of demurrage on an aframax for 16 days.

OPLI (Oil Pollution Liability Insurance) is \$0.18/MT

Harbor Maintenance Fee is 0.00125*(FOB crude price + transportation+OPLI)

Customs duty is \$0.105/bbl for crudes with API>25, and \$0.0525/bbl for crudes with API<25. No duties applied to Colombian, Ecuadorian, or Mexican grades.

Versión	Páginas
3	71 de 73

Tabla V
Regresión lineal de precios, gravedad API y azufre - Ejemplo de cierre de Agosto de 2010

API	Azufre	Precio del Crudo, \$/BBL				Promedio de los 3 meses anteriores (1)
		Jun-2010	Jul-2010	Aug-2010		
Arab Light	33.2	1.9	77.60	76.26	76.29	76.72
Arab Medium	30.5	2.4	75.84	74.59	74.62	75.02
Arab Heavy	27.6	2.8	74.34	73.32	73.25	73.64
Castilla	18.8	2.0	69.84	69.20	69.20	69.41
LLS	36.2	0.3	78.94	78.84	79.79	79.19
Mars	28.9	2.1	74.63	74.18	74.35	74.39
Maya	21.1	3.5	66.27	67.47	68.65	67.46
Napo	18.0	2.3	69.56	69.02	69.08	69.22
Oriente	24.0	1.2	72.12	71.93	72.15	72.07
Vasconia	26.5	0.9	74.93	75.89	75.29	75.37

(2) Coeficiente de API, \$/API-BBL

0.495

(3) Coeficiente de Azufre, \$/%S-BBL

(1.191)

Tabla VI
Ajuste de volúmenes para los remitentes - Ejemplo Agosto de 2010

Coeficientes del Banco de Calidad		Volumen inyectado por remitente, MBBL/mo	API en el punto de inyección	Azufre en el punto de inyección	Valor relativo del crudo \$/BBL	Precio calculado, \$/BBL	Volumen total ajustado por remitente, MBBL/mo	Volumen a ajustar, MBBL/mo
Coeficiente de API	Coeficiente de Azufre							
Remitente A		900	31	0.5	14.76	77.97	936	36
Remitente B		1,200	26	1.0	11.69	74.90	1,198	(2)
Remitente C		600	20	2.0	7.53	70.74	566	(34)
Total		2,700					2,700	-

(1) Valor relativo calculado para la mezcla

11.79

(2) Precio promedio de exportación de la mezcla, Agosto 2010

75.00

ANEXO 6. NODOS Y PUNTOS DE ENTRADA Y SALIDA OLEODUCTO CAÑO LIMÓN - COVEÑAS

Segmento	Nodo de Entrada	Punto de Entrada	Punto único de medición de cantidad y calidad	Transferencia de custodia	Punto de medición respaldo de cantidad y calidad
Caño Limón - Banadia	Planta Caño Limón	Válvula aguas arriba de sistema de medición dinámica para despacho PS-1	Sistema de medición dinámico despacho PS-1 y tomamuestras automático para análisis en laboratorio	SI	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio de PS-1
	Planta Caño Limón	Válvula aguas arriba de sistema de medición dinámica para despacho PECO	Sistema de medición dinámico despacho PECO y tomamuestras automático para análisis en laboratorio	SI	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio de PECO
Ayacucho - Coveñas	Banadia - Ayacucho	Planta Banadia	Válvula aguas arriba de sistema de medición dinámica para recibo/despacho OBIC	SI	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio de OBIC en Banadia
	Planta Ayacucho		Válvula aguas arriba de sistema de medición dinámica despacho L16"	NO	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio y/o balance de planta Ayacucho

Segmento	Nodo de Salida	Punto de Salida	Punto único de medición de cantidad y calidad	Transferencia de custodia	Punto de medición respaldo de cantidad y calidad
Banadia - Ayacucho	Planta Banadia	Válvula aguas abajo de sistema de medición dinámica recibo/despacho OBIC	Sistema de medición dinámico recibo/despacho OBIC y tomamuestras automático para análisis en laboratorio	SI	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio de OBIC en Banadia
Ayacucho - Coveñas	Planta Ayacucho	Válvula aguas arriba de sistema de medición dinámica recibo L24"	Sistema de medición dinámico despacho L24", no se cuenta con toma muestras	NO	*Según operación: Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio y Medición dinámica despacho L14" AYA-GAL, de Ayacucho
	Planta Coveñas	Válvula aguas abajo de sistema de medición dinámica recibo ACN (L24") de Cenit	Sistema de medición dinámico recibo ACN (L24") y tomamuestras automático para análisis en laboratorio Coveñas de Cenit	SI	Medición estática en tanques de almacenamiento y muestreo en tanques para análisis en laboratorio de OBIC en Coveñas