



ECOPETROL S.A.

Manual del Transportador Ecopetrol S.A.

Versión 2

TABLA DE CONTENIDO

CLÁUSULA 1: OBJETO DEL MANUAL Y NATURALEZA DE LOS OLEODUCTOS DE ECOPETROL.....	4
CLÁUSULA 2: DEFINICIONES.....	4
CLÁUSULA 3: DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS OLEODUCTOS	13
CLÁUSULA 4: OBLIGACIONES DE LAS PARTES.....	13
CLÁUSULA 5: TARIFAS	16
CLÁUSULA 6: SERVICIOS ESPECIALES	16
CLÁUSULA 7: AJUSTE DE LA CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA POR VARIACIONES EN LAS ESPECIFICACIONES DE LOS HIDROCARBUROS.....	17
CLÁUSULA 8: PLAN, NOMINACIÓN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE DEL OLEODUCTO .	17
CLÁUSULA 9: CESION DE CAPACIDAD	20
CLÁUSULA 10: BALANCE EN EXCESO O DEFECTO	21
CLÁUSULA 11: PRIORIDADES EN EL PROCESO DE NOMINACIÓN	22
CLÁUSULA 12: RECHAZO A UNA SOLICITUD DE TRANSPORTE.....	23
CLÁUSULA 13: REQUISITOS DE CALIDAD	23
CLÁUSULA 14: DETERMINACIÓN DE CANTIDADES Y CALIDAD.....	25
CLÁUSULA 15: COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD.....	25
CLÁUSULA 16: CONDICIONES ESPECIALES DE TRANSPORTE	26
CLÁUSULA 17: REGLAS PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBURO SEGREGADO	27
CLÁUSULA 18: RIESGOS Y RESPONSABILIDAD	28
CLÁUSULA 19: LLENO DEL OLEODUCTO O LLENO DE LÍNEA	29
CLÁUSULA 20: MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO.....	30
CLÁUSULA 21: ATENCIÓN DE RECLAMOS.....	31
CLÁUSULA 22: SANCIONES A LOS AGENTES OPERACIONALES POR INCUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE	32
CLÁUSULA 23: HIDROCARBURO AFECTADO POR UN LITIGIO	32
CLÁUSULA 24: INVERSIONES EN EL OLEODUCTO	33
CLÁUSULA 25 PROPUESTAS SÓLO RIESGO	34
CLÁUSULA 26: RESPUESTA A EMERGENCIAS.....	36

Versión	Páginas
2	3 de 76

CLÁUSULA 27: PROCEDIMIENTOS COORDINACIÓN OPERACIONES, COMUNICACIONES Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS	36
CLÁUSULA 28: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS	37
CLÁUSULA 29: ENTRADA EN VIGENCIA	37
CLÁUSULA 30: ADICIÓN Y MODIFICACIÓN.....	37
CLÁUSULA 31: RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE	37
1. ANEXO 1 - DESCRIPCIÓN DE LOS OLEODUCTOS	38
2. ANEXO 2 - PROCEDIMIENTO ELABORACIÓN BALANCE VOLUMETRICO...62	
3. ANEXO 3 - COMPENSACIÓN VOLUMETRICA POR CALIDAD (CVC).....	67
4. ANEXO 4 - MEDICIÓN CALIDAD, DETERMINACIÓN CANTIDAD Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO	70
CERTIFICACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD.....	75
PROPIEDAD DE LAS INSTALACIONES	75
MEDICIÓN OFICIAL Y DE RESPALDO	75
DISEÑO E INGENIERÍA	75

CLÁUSULA 1: OBJETO DEL MANUAL Y NATURALEZA DE LOS OLEODUCTOS DE ECOPETROL

- 1.1 El objeto de este Manual del Transportador del Oleoducto (en adelante el "Manual del Transportador"), es establecer las condiciones generales para el transporte de Hidrocarburos de los Remitentes a través de los Oleoductos propiedad de Ecopetrol S.A., de conformidad con la norma nacional establecida en la Resolución 72145 del 2014 del MME, mediante la cual se regula el transporte de crudo por oleoductos, o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan. Este conjunto de directrices, información y procedimientos operacionales y administrativos se aplicarán de manera uniforme al transporte de Hidrocarburos a través de los Oleoductos relacionados en el Anexo I "Descripción de los Oleoductos".
- 1.2 De igual forma, en este Manual se establecen las condiciones para el acceso de Terceros a los Oleoductos, en aquellos eventos en los cuales exista Capacidad Sobrante en los mismos.
- 1.3 Por su naturaleza y conforme a lo establecido en el Código de Petróleos, los Oleoductos de Ecopetrol son de uso privado.
- 1.4 Salvo cuando se especifique algo diferente, las disposiciones del presente Manual serán aplicables frente a todos los Remitentes y Terceros.
- 1.5 Hacen parte integral de este Manual los siguientes anexos:
 - Anexo 1. Descripción de los Oleoductos.
 - Anexo 2. Procedimiento para la elaboración de balance volumétrico.
 - Anexo 3. Compensación Volumétrica por calidad
 - Anexo 4. Medición de calidad, determinación de cantidad y aseguramiento metrológico

CLÁUSULA 2: DEFINICIONES

Los términos aquí relacionados, tendrán el significado que se les asigna en este Manual, sin que haya diferencia cuando el término se use en singular o plural, mayúscula o minúscula.

- 2.1 **Acreditación:** Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como de laboratorios de ensayo y de metrología
- 2.2 **Agente Operacional o Agente:** Toda persona natural o jurídica, pública o privada, que celebra un contrato para la prestación del servicio de transporte de Crudo por Oleoductos. Se entienden como Agentes los Remitentes y el Transportador.
- 2.3 **Agua y Sedimento (S&W):** Todo material que coexiste con el Crudo sin ser parte del mismo. Este material foráneo puede incluir agua libre y sedimento, y agua en emulsión o en suspensión y sedimento.
- 2.4 **Ajuste:** Desde el punto de vista metrológico, es la modificación, arreglo, regulación o compensación de un dispositivo, mecanismo o señal hasta que su indicación se

encuentre dentro de los límites especificados de tolerancia, dadas por los fabricantes, las normas, reglamentos técnicos y regulaciones según aplique.

- 2.5 **Ajustes por Compensación Volumétrica por Calidad:** Son los ajustes volumétricos que permiten establecer la distribución, para un Mes de Operación, de los volúmenes de Crudo por cada Remitente con base en las diferencias respecto de la calidad inicial entregada para transporte y la calidad final retirada, cuando el Hidrocarburo se mezcla en el transporte con el Hidrocarburo de otros Remitentes. Estos ajustes se realizan de conformidad con el Anexo 3.
- 2.6 **Año Fiscal:** Período que comienza a las 00:00:00 horas del primero de enero de un año y termina a las 24:00:00 horas del treinta y uno (31) de diciembre del mismo año. Siempre refiriéndose a la hora colombiana.
- 2.7 **API:** Significa por sus siglas en inglés, "*American Petroleum Institute*" o en su traducción al castellano, "Instituto Americano del Petróleo".
- 2.8 **Aseguramiento Metrológico:** Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer el sistema de medición a un estado tal que garantice su exactitud y la máxima confiabilidad.
- 2.9 **Assay:** Es una prueba de laboratorio para determinar las características físicas y químicas de un Crudo simulando una destilación en el ámbito industrial.
- 2.10 **ASTM:** Por sus siglas en inglés corresponde a la organización "*American Society for Testing and Materials*" o en su traducción al castellano, "Sociedad Americana para Prueba y Materiales".
- 2.11 **Aviso Provisional:** Notificación que el Transportador dará al Remitente sobre perjuicios o costos adicionales incurridos o sobre su intención de retirar y disponer de crudo del Remitente para pagar sumas a favor del Transportador o del Propietario y a cargo del Remitente y/o para evitar afectaciones operativas en el Oleoducto.
- 2.12 **Balance para el Remitente:** Balance volumétrico para cada uno de los Remitentes que usan el Oleoducto.
- 2.13 **Balance Volumétrico:** Balance de las operaciones que hará el Transportador al finalizar cada Mes de Operación, con el objeto de establecer las distintas cantidades de crudo que se manejan en el Oleoducto, hacer la determinación y distribución de las pérdidas de crudo y los ajustes por Compensación Volumétrica por Calidad.
- 2.14 **Barril:** (sigla bbl) Unidad de volumen igual a cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América [U.S. gal]. Cada galón de los Estados Unidos de América es equivalente a 3,785412 litros.
- 2.15 **Barriles Promedio Día Calendario:** (BPDC) Unidad de medida del caudal de flujo que se refiere al valor promedio de un período determinado.
- 2.16 **Barriles por Día Operacional:** (BPDO) Unidad de medida del caudal de flujo que se refiere a los días efectivamente operados.
- 2.17 **Boletín de Transporte por Oleoducto – BTO:** Página Web en la que el Transportador pone a disposición de los Agentes y demás interesados, la información que indican el artículo 8° de la Resolución 72145 de 2014 expedida por el Ministerio

de Minas y Energía, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

- 2.18 **Calibración:** Es el ajuste mecánico, electrónico o matemático, realizado con la mayor exactitud posible, de un dispositivo de medición o de alguno de sus componentes para que el valor indicado por éste corresponda con el valor de una referencia certificada para suministrar valores exactos dentro de un rango de operación definido. La calibración deberá realizarse empleando patrones o referencias debidamente certificadas, los cuales deben ser trazables a estándares nacionales o internacionales.
- 2.19 **Calidad de un Hidrocarburo:** Conjunto de características fisicoquímicas que tiene un volumen de Hidrocarburo. Estas características se refieren, entre otras, a viscosidad, gravedad API, gravedad específica, porcentaje en peso de azufre, punto de fluidez, acidez, presión de vapor, porcentaje en volumen de agua, porcentaje en peso de sedimentos y contenido de sal.
- 2.20 **Capacidad Contratada:** Capacidad del Oleoducto comprometida mediante Contratos de Transporte.
- 2.21 **Capacidad Contrata en Firme:** Significa la Capacidad Contratada que ECOPETROL se obliga a garantizar en firme al Remitente calculada en BPDC.
- 2.22 **Capacidad Contratada sujeta a disponibilidad:** Significa la Capacidad Contratada que ECOPETROL compromete con un Remitente calculada en BPDC, sujeta a la existencia de Capacidad Sobrante.
- 2.23 **Capacidad del Derecho de Preferencia:** Para un periodo determinado, es aquella parte de la Capacidad Efectiva a la cual tiene derecho la Nación, para transportar sus Hidrocarburos correspondientes al Derecho de Preferencia.
- 2.24 **Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora:** La capacidad de transporte de Crudo prevista para el Oleoducto con base en las propiedades del Crudo y las especificaciones de equipos y tuberías usadas para los cálculos de diseño del Oleoducto. Si el diseño del Oleoducto se modifica para aumentar dicha capacidad, ésta será la nueva Capacidad de Diseño.
- 2.25 **Capacidad de Propietario:** Significa la capacidad efectiva a la cual tiene derecho un productor de Crudo como Propietario de un Oleoducto de uso privado, en función de su participación en los derechos del mismo Oleoducto.
- 2.26 **Capacidad Efectiva o Capacidad Efectiva de Transporte:** Es la capacidad máxima promedio de transporte de la cual se podrá disponer efectivamente para el transporte de Crudo en un período determinado. Se calcula como el producto de la Capacidad Nominal por el Factor de Servicio.
- 2.27 **Capacidad Liberada:** Es la porción de la capacidad contratada y/o del propietario que remitentes o propietarios están dispuestos a ceder en el mercado secundario.
- 2.28 **Capacidad Nominada:** Es el volumen de Crudo que, según comunicación del Remitente o Tercero enviada al Transportador en el respectivo Mes de Nominación y de acuerdo con los procedimientos señalados en el presente Manual.
- 2.29 **Capacidad Nominal:** Es la capacidad máxima de transporte entre una estación de bombeo y un terminal del Oleoducto, o entre dos estaciones de bombeo, calculada considerando los equipos instalados en el sistema y la calidad prevista del crudo para

un período determinado. Se expresa en BPDO para un Hidrocarburo, de acuerdo con la Capacidad de Diseño del Oleoducto.

- 2.30 **Capacidad Programada:** Es 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.
- 2.31 **Capacidad Sobrante o Sobrante Efectivo:** Para un Mes de Operación específico es la Diferencia entre la Capacidad Efectiva y la suma de: i) la Capacidad de Propietario; ii) la Capacidad Contratada; y (iii) el Derecho de Preferencia. La Capacidad Sobrante o Sobrante Efectivo 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 hidrocarburos mediante Contratos. Igualmente, hará parte de la Capacidad Sobrante aquella capacidad que pese a estar contratada no ha sido Nominada por el respectivo Remitente y que no corresponda a Capacidad Liberada.
- 2.32 **Cesionario:** Son los Terceros que reciben en cesión parcial o total de un Remitente cedente en el Mercado Secundario, los derechos de capacidad o la posición contractual de este último, respectivamente.
- 2.33 **Compensación Volumétrica por Calidad o CVC:** Es el procedimiento por medio del cual se compensa a los Remitentes, la ganancia o pérdida en la calidad del Crudo, determinado por la diferencia entre el Crudo entregado por el Remitente en el Punto de Entrada frente al Crudo retirado en el Punto de Salida.
- 2.34 **Condiciones Estándar:** Condiciones promedio o típicas de las Condiciones Monetarias, sobre las cuales los descuentos o sobrecargos que les corresponde sobre la Tarifa serán de cero (0).
- 2.35 **Condiciones Estándar de Medición:** presión y temperatura estándar a la cual las mediciones deben ser referidas. Estas son 1 bar (101,325 kPa) y 15 °C en el sistema métrico Internacional, y 14,696 psia (0 psig) y 60 °F en el sistema inglés.
- 2.36 **Condiciones Monetarias:** Son los sobrecargos y bonificaciones por calidad del crudo y los descuentos por conceptos comerciales que aplicarán sobre la Tarifa del Trayecto. Las Condiciones Monetarias están contenidas en tablas elaboradas por el Transportador y publicadas en el BTO.
- 2.37 **Conexión:** Es la instalación que permite la Entrega de Crudo al Oleoducto y/o el Retiro de Crudo desde el Oleoducto.
- 2.38 **Contrato de Transporte:** Significa el acuerdo de voluntades suscrito entre el Transportador y un Remitente que regula la prestación del servicio de transporte de Hidrocarburos para una determinada Capacidad Contratada.
- 2.39 **Contrato Spot:** Significa el acuerdo de voluntades suscrito entre el Transportador y un Remitente que regula la prestación del servicio de transporte de Hidrocarburos para una determinada Capacidad Contratada en un Mes de Operación, sujeto a la Capacidad Sobrante del Oleoducto definida en el proceso de Nominación.
- 2.40 **Coordinación de Operaciones:** Significa el conjunto de actividades que ejecuta el Transportador para controlar el desarrollo del Programa de Transporte y procurar su cumplimiento.

- 2.41 **Corrida, Prueba del Medidor:** Es una actividad mediante la cual se determina la desviación de los volúmenes medidos por el medidor con respecto a un patrón de volumen previamente conocido, la cual sirve para determinar un factor de corrección del medidor, verificar y probar que los medidores están funcionando correctamente.
- 2.42 **Costos de Manejo:** Todos los costos y expensas razonables (incluyendo, pero sin limitarse a los costos de comercialización, seguros y cualquier tributo o exacción) en los que ECOPELROL S.A., incurra por o con ocasión del recibo, almacenamiento, movimiento, retiro o trasiego de Hidrocarburos que ocurran como consecuencia del incumplimiento de lo previsto en el presente Manual o en el Contrato de Transporte.
- 2.43 **Crudo o Hidrocarburo:** Mezcla de Hidrocarburos, conforme la definición incluida en el artículo 1 del Código de Petróleos, que existe en yacimientos subterráneos y que permanece líquido a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie, así como los productos necesarios para viabilizar su transporte, tales como diluyentes.
- 2.44 **Crudo a Transportar:** Son los Crudos fiscalizados, en condiciones de calidad aceptadas por el transportador, 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.
- 2.45 **Crudo Fiscalizado:** Crudo tratado, deshidratado, des-gasificado, 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.
- 2.46 **Crudo de Propiedad:** Aquel Crudo producido por el Propietario o sus Afiliadas, el Crudo que haya sido adquirido por cualquier otra forma por el Propietario y/o sus Afiliadas, y/o el Crudo sobre el cual el Propietario y/o una o alguna de sus Afiliadas y/o asociadas tengan un interés comercial o técnico, el cual se entenderá que existe respecto de los Crudos producidos por o de propiedad de alguna de las Afiliadas y/o asociadas del Propietario, así como respecto de los Crudos cuyo transporte a través del Oleoducto reporte o suponga algún beneficio, directo o indirecto, al Propietario y/o a alguna de sus Afiliadas y/o asociadas.
- 2.47 **Crudo Mezcla o Mezcla:** Combinación de diferentes Crudos antes y/o después de ser entregados en el Oleoducto para ser transportados.
- 2.48 **Crudo Segregado:** Crudo que, por acuerdo entre el Transportador y un Remitente, se decide transportar por el Oleoducto sin mezclarse con otros crudos.
- 2.49 **Derecho de Preferencia:** Facultad que tiene el Gobierno Nacional y que ejerce a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), o de quien ésta designe, sobre la Capacidad del Oleoducto para el transporte de Crudo de regalías. Esta preferencia está limitada al 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.
- 2.50 **Día:** Período de veinticuatro (24) horas que comienza a las 00:00:00 de un día y termina a las 24:00:00 del mismo día, siempre refiriéndose a la hora colombiana.
- 2.51 **Diluyente:** Producto natural o refinado que se mezcla con el crudo pesado para facilitar el transporte por el Oleoducto.

- 2.52 **Entrega:** Acto por medio del cual se transfiere al Transportador la custodia de un volumen de crudos del Remitente para ser transportado por el Oleoducto.
- 2.53 **Esfuerzo Razonable:** Esfuerzo que una persona prudente ejerce sobre el manejo de sus propios negocios y en la salvaguardia de su propiedad.
- 2.54 **Especificaciones de Calidad:** Son las características fisicoquímicas que tiene un Hidrocarburo o Crudo, que se refieren, entre otras, a Viscosidad Cinemática, gravedad API, Gravedad Específica, porcentaje en peso de azufre, punto de fluidez, punto de nube, acidez, presión de vapor, porcentaje en volumen de agua, porcentaje en peso de sedimentos y contenido de sal.
- 2.55 **Evaluación de Conformidad:** Demostración de que se cumplen los requisitos específicos relativos a un producto, proceso, sistema, persona u organismo. El campo de Evaluación de Conformidad incluye actividades tales como, el ensayo/prueba, la inspección y la certificación, así como la acreditación de organismos de evaluación de la conformidad.
- 2.56 **Evento Justificado:** Cualquier evento o circunstancia que se encuentre fuera de control del Transportador, tales como y sin limitarse a las siguientes: causa extraña, fuerza mayor, caso fortuito, hecho de un tercero o de la víctima, disputas laborales o acciones de cualquier clase provenientes de fuerza laboral organizada, guerra externa (declarada o no), guerra civil, sabotaje, revolución, insurrección, revueltas, disturbios civiles, terrorismo, actos ilícitos de terceros, epidemias, pandemias, ciclones, maremotos, derrumbes, rayos, terremotos, inundaciones, tormentas, fuego, condiciones atmosféricas adversas, expropiación, nacionalización, leyes, regulaciones u órdenes de autoridad competente, explosiones, daños o accidentes en maquinaria, equipo, tubería, líneas de transmisión de energía u otras instalaciones, embargos, imposibilidad o demoras en la obtención de equipos o materiales, vicios propios o inherentes del Crudo, entre otros.
- 2.57 **Factor de Servicio:** El porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad Nominal, debido a las restricciones operacionales temporales y de mantenimiento del Oleoducto y sus instalaciones conexas y complementarias, calculado para un período determinado, en el que se debe tener en cuenta los efectos de no disponibilidad de equipo mecánico, los programas de mantenimiento de línea y el número de días del período considerado.
- 2.58 **Gravedad API:** (Símbolo °API) unidad de medida de densidad del hidrocarburo. Se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Densidad\ relativa\ @\ 60^{\circ}F} - 131,5$$

Donde la **Densidad Relativa** es la relación de la masa de un volumen dado de líquido a una temperatura específica con la masa de un volumen igual de otra que se toma como referencia a la misma o diferente temperatura, por lo que las dos temperaturas de referencia deben especificarse explícitamente. En la industria de hidrocarburos, y sistema inglés, lo usual es comparar la densidad absoluta del hidrocarburo a 0 psig y 60°F con la densidad absoluta del agua líquida pura a 0 psig y 60 °F. En esas condiciones, la densidad absoluta del agua es de 999,016 kg/m³.

- 2.59 **Inspector Independiente:** Es la persona jurídica contratada por Ecopetrol S.A. para llevar a cabo las actividades de inspección, fiscalización y certificación de la calidad y

cantidad de las Entregas, Retiros y Almacenamiento de Hidrocarburos que hagan los Remitentes.

- 2.60 **Instrumento (equipo, sistema) de medición:** Dispositivo (equipo, sistema) utilizado para realizar mediciones, de manera separada o en conjunto con otros dispositivos complementarios.
- 2.61 **Lleno de Línea o Lleno del Oleoducto:** Es el volumen necesario para llenar las líneas de los oleoductos, los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento y todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y medición e infraestructura requeridos para la operación del Oleoducto.
- 2.62 **Manual de Estándares de Medición del Petróleo del API:** Conjunto de prácticas, procedimientos y estándares desarrollados por el American Petroleum Institute que normalizan las prácticas comunes relacionadas con la medición de hidrocarburos. El American Petroleum Institute ha desarrollado este manual conocido como el "Manual of Petroleum Measurement Standard" (**API MPMS**).
- 2.63 **Manual de Medición de Hidrocarburos:** Documento que recoge los procedimientos y descripción de los equipos e instrumentos de los sistemas de medición de hidrocarburos del Transportador, según los reglamentos técnicos metrológicos, los reglamentos técnicos, las normas API MPMS, OIML R y RTM obligatorias y los requerimientos exigidos por el Regulador para el Transporte por Oleoductos.
- 2.64 **Manual del Transportador o Manual:** Es el presente documento en el cual consta la información y los procedimientos operacionales y administrativos del Transportador que tienen como objeto regular el funcionamiento de los Oleoductos propiedad de Ecopetrol S.A.
- 2.65 **Medición:** Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud.
- 2.66 **Medición Dinámica:** Es la medición de cantidad de un fluido en movimiento, generalmente realizada en un ducto de transporte o transferencia durante un tiempo específico. Para efectuar mediciones dinámicas se emplean sistemas de medición conformados por dispositivos primarios (medidores de flujo), secundarios (elementos de medición de temperatura, presión, densidad, toma muestras y otros analizadores de calidad según se requiera) y terciarios (computadores de flujo).
- 2.67 **Medición Estática:** Es la medición que se realiza con el fin de determinar la cantidad de un fluido en reposo que está almacenado en un tanque de almacenamiento, el cual tiene una tabla de aforo que cumple con las normas API y de acreditación nacional.
- 2.68 **Mejorador de Flujo:** Agente químico que puede modificar el régimen de flujo del Oleoducto mediante la reducción de las pérdidas por fricción, o alternativamente mantener el mismo caudal con menor consumo de energía.
- 2.69 **Mes Calendario:** Período que comienza a las 00:00:00 horas del primer día del mes gregoriano y termina a las 23:59:59 horas del último día del mismo mes gregoriano.
- 2.70 **Mes de Conciliación:** El mes donde se realiza el balance volumétrico por remitente y CVC, habiéndose terminado el Mes de Operación.

- 2.71 **Mes de Nominación:** El segundo Mes calendario anterior al Mes de Operación.
- 2.72 **Mes de Operación:** El Mes calendario durante el cual el Transportador ejecuta el Programa de Transporte.
- 2.73 **MME:** Sigla que hace referencia al Ministerio de Minas y Energía.
- 2.74 **Muestreo:** Obtención de una muestra representativa del objeto de evaluación de la conformidad, de acuerdo con un procedimiento.
- 2.75 **Nodo de Entrada:** Conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente Entrega el Crudo al Transportador y en el cual se inicia un Trayecto.
- 2.76 **Nodo de Salida:** Conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Remitente Retira el Crudo del Oleoducto y en el cual termina un Trayecto.
- 2.77 **Nominación:** Solicitud del servicio de transporte que formaliza cada Remitente o Tercero para el Mes de Operación donde debe especificar el volumen de transporte requerido, el Punto de Entrada, el Punto de Salida, la calidad de los Crudos y la propiedad de los Crudos que se solicita transportar.
- 2.78 **Oleoducto:** Todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de Crudo Fiscalizado desde los Nodos de Entrada hasta los Nodos de Salida incluyendo, entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del Oleoducto.
- 2.79 **Operador:** Es el Transportador o la persona natural o jurídica que ejecuta las labores de operación del Oleoducto
- 2.80 **Parte:** El Transportador y/o el Remitente, o sus cesionarios, según sea el caso.
- 2.81 **Patrón de Medida:** Magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia.
- 2.82 **Pérdidas Identificables:** Pérdidas de Crudo que pueden localizarse en un punto específico del Oleoducto y que son imputables a eventos determinados tales como roturas, derrames, atentados, hurtos, fuerza mayor o caso fortuito.
- 2.83 **Pérdidas no Identificables:** Pérdidas normales inherentes a la operación de transporte en el Oleoducto que corresponden entre otras a, contracciones volumétricas por efecto de la mezcla, escapes en los equipos, drenajes, evaporación y otras razones originadas en el manejo del Oleoducto.
- 2.84 **Plan de Transporte:** Proyección de los volúmenes que se van a transportar por el Oleoducto con base en la Capacidad Contratada y la Capacidad del Derecho de Preferencia, con el fin de estimar la Capacidad Sobrante para el mediano (un año) y largo plazo (cinco años).
- 2.85 **Probador de un Medidor de Flujo:** Recipiente abierto o cerrado de volumen conocido utilizado como un volumen de referencia estándar para la calibración de medidores en servicio de hidrocarburos líquidos. Estos probadores son diseñados, fabricados y utilizados de acuerdo con las recomendaciones del API MPMS capítulo 4.

- 2.86 **Programa de Transporte o Programa:** El programa de operaciones del Oleoducto para un Mes de Operación 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.
- 2.87 **Propietario:** Es Ecopetrol S.A y sus filiales y/o subordinadas, titulares de los bienes e instalaciones del Oleoducto.
- 2.88 **Punto de Entrada:** 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.
- 2.89 **Punto de Fluidéz:** (*Pour Point*). Es la temperatura más baja a la cual un fluido sigue siendo un líquido vertible, es decir, todavía se sigue comportando como un fluido. Para un Crudo transportado por Oleoducto, por debajo de esta temperatura de operación deja de fluir por el Oleoducto.
- 2.90 **Punto de Salida:** Punto exacto del Oleoducto en el cual el Remitente toma 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.
- 2.91 **Punto de Transferencia:** Punto en el cual el hidrocarburo es entregado o recibido por las Partes de la cadena de Transporte.
- 2.92 **Remitente:** Persona natural o jurídica a la cual el Transportador le presta el servicio de transporte de Hidrocarburos 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 la ANH y el Propietario. Los Terceros y la ANH adquieren la calidad de Remitentes cuando suscriben un Contrato de Transporte con el Transportador.
- 2.93 **Retiro:** Acto por medio del cual el Transportador devuelve al Remitente o a quien este designe, en el Punto de Salida, un volumen de hidrocarburos, cesando su custodia.
- 2.94 **Retiro en Defecto:** Volumen de Crudo que un Remitente no ha retirado de acuerdo con el Programa de Transporte.
- 2.95 **Retiro en Exceso:** Volumen de Crudo que ha sido retirado por un Remitente por encima de lo establecido en el Programa de Transporte.
- 2.96 **Servicio de Transporte:** Es el servicio público de transporte de Crudo por el Oleoducto o por un Trayecto de éste.
- 2.97 **Tarifa de Transporte o Tarifa:** Valor monetario único por barril que cobra el Transportador a los Remitentes por el servicio de transporte. Sobre esta Tarifa aplicarán los sobrecargos, bonificaciones y descuentos de que tratan las Condiciones Monetarias.
- 2.98 **Tercero:** Persona que tiene título de propiedad o tenencia de crudo y que solicita al Transportador la prestación del servicio de transporte por el Oleoducto, condicionada a la existencia de Capacidad Sobrante.

- 2.99 **Transferencia en custodia:** Situación por cuya ocurrencia se entiende que la tenencia del hidrocarburo a ser transportado pasa de una Parte de la cadena a otra Parte de la cadena, bien porque, para el campo de aplicación de este Manual, pase del Nominador –o su agente o representante- a Ecopetrol S.A., o viceversa.
- 2.100 **Transportador:** Significa Ecopetrol S.A. propietario de los Oleoductos, o la persona que esta designe para representarla o su cesionario, cuya actividad es la prestación del servicio de transporte bajo los términos de las Resoluciones 72145 y 72146 de 2014, expedidas por el MME, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- 2.101 **Trayecto:** Significa la parte del Oleoducto, comprendida entre un Nodo de Entrada y un Nodo de Salida para la cual aplica determinada Tarifa.
- 2.102 **Volumen a Transportar:** Significa el volumen entregado por el Remitente al Transportador en el Punto de Entrada.
- 2.103 **Volumen Bruto Estándar:** (**GSV** por sus siglas en inglés) Volumen total de Hidrocarburo líquido más agua (disuelta y suspendida) y sedimento suspendido, excluyendo agua libre y sedimentos de fondo, calculado a Condiciones Estándar de Medición (normalmente 60 °F y 0 psig) aplicando: factor de corrección para la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa o densidad, factor de corrección por presión del líquido, y el factor del medidor (si aplica).
- 2.104 **Volumen Bruto Observado:** (por sus siglas en inglés **GOV**) Volumen total de todo el Hidrocarburo líquido más agua y sedimentos, excluyendo agua libre, a la temperatura y presión observadas.
- 2.105 **Volumen Neto Estándar:** (**NSV** por sus siglas en inglés) Volumen total de Hidrocarburo líquido excluyendo agua total y sedimento total, calculado a condiciones estándar de medición (normalmente 60 °F y 0 psig) aplicando: factor de corrección para la temperatura observada y gravedad API, densidad relativa o densidad, factor de corrección por presión del líquido y el factor del medidor (si aplica).
- 2.106 **Volumen Total Observado:** (abreviado TOV) Volumen total del hidrocarburo líquido, sedimento y agua, sólidos y agua libre, medidos a la temperatura y presión observadas.

CLÁUSULA 3: DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS OLEODUCTOS

Los sistemas de Oleoductos de Ecopetrol S.A. cuentan con facilidades, equipos y personal capacitado para mantener estándares de operación segura teniendo como principios esenciales la vida, la integridad de las personas, el medio ambiente y el cuidado de la infraestructura. La composición de los Oleoductos y su esquema de operación actual se presentan en el Anexo 1 "Descripción de los Oleoductos".

CLÁUSULA 4: OBLIGACIONES DE LAS PARTES

- 4.1 **Obligaciones de los Remitentes:** Son obligaciones del Remitente las siguientes:
- 4.1.1 Suscribir Contratos de Transporte con el Transportador.

Versión	Páginas
2	14 de 76

- 4.1.2 Suministrar oportunamente al Transportador, según el cronograma que para el efecto éste establezca, la información necesaria para la preparación del Plan de Transporte.
- 4.1.3 Presentar oportunamente la Nominación al Transportador, conforme a las condiciones, especificaciones y según el procedimiento que para el efecto se establece en el presente Manual.
- 4.1.4 Cumplir y poner en práctica los procedimientos comerciales, operacionales y administrativos del presente Manual.
- 4.1.5 Cumplir el Programa de Transporte definido para el Mes de Operación para las entregas de Crudo al Oleoducto en el Punto de Entrada y disponer lo necesario para su recibo en el Punto de Salida, de acuerdo con los procedimientos definidos en el presente Manual.
- 4.1.6 Entregar y Retirar el Crudo dentro de los rangos de calidad, volumen, oportunidad y demás condiciones establecidas en el presente Manual.
- 4.1.7 Responder por las consecuencias derivadas de su incumplimiento de las obligaciones pactadas en el Contrato de Transporte.
- 4.1.8 Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal en la normativa colombiana.
- 4.1.9 Cumplir las normas establecidas por la autoridad competente sobre protección y preservación del medio ambiente.
- 4.1.10 Cumplir las normas y procedimientos establecidos en el presente Manual para la Conexión al Oleoducto, cuando ello fuere aplicable a juicio del Transportador.
- 4.1.11 Pagar la Tarifa establecida para el (los) Trayecto(s) objeto del servicio de transporte.
- 4.1.12 Pagar al Transportador, quien actúa como recaudador, el Impuesto de Transporte establecido por la legislación para el transporte de Crudos por Oleoductos.
- 4.1.13 Suministrar la información que requiera la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de ejercer el control adecuado de la actividad.
- 4.1.14 Abstenerse de realizar actos que afecten la normal operación del Oleoducto y que puedan causar daños o perjuicios al Transportador o a otros Remitentes.
- 4.1.15 Aportar y mantener en el Oleoducto la cantidad de Crudo que sea necesaria para garantizar el Lleno de Línea, según las instrucciones que imparta el Transportador.
- 4.1.16 Indemnizar al Transportador y al Propietario por cualquier daño que pueda derivarse o ser consecuencia del incumplimiento de sus obligaciones.
- 4.1.17 Todas las demás que se deriven del Contrato de Transporte, del presente Manual y de las normas aplicables.
- 4.2 **Obligaciones del Transportador:** Son obligaciones del Transportador las siguientes:
 - 4.2.1 Mantener el Oleoducto en condiciones adecuadas de operación.

Versión	Páginas
2	15 de 76

- 4.2.2 Permitir el acceso al Oleoducto a Terceros que lo soliciten, en aquellos casos en los cuales exista Capacidad Sobrante, siempre y cuando cumplan los requisitos exigidos en el presente Manual.
- 4.2.3 Suscribir Contratos de Transporte con los Remitentes y los Terceros que cumplan los requisitos del presente Manual.
- 4.2.4 Elaborar, publicar y mantener actualizado el BTO.
- 4.2.5 Enviar el Manual a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, mantenerlo actualizado y publicarlo en el BTO.
- 4.2.6 Desarrollar su actividad transportadora con independencia de otras actividades que ejecute dando un tratamiento objetivo a todos los Agentes relacionados con el Oleoducto.
- 4.2.7 Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en la normativa colombiana.
- 4.2.8 Disponer de instalaciones adecuadas para recibir los crudos de acuerdo con las especificaciones acordadas en el presente Manual, controlar los volúmenes, la calidad de los mismos y efectuar el transporte según las especificaciones propias de la industria.
- 4.2.9 Atender las solicitudes de transporte de los Terceros y Remitentes, y poner en práctica el proceso de Nominación en los términos establecidos en el presente Manual y la normatividad aplicable.
- 4.2.10 Suministrar a los Remitentes la información mensual de los volúmenes entregados en el Punto de Entrada, volúmenes retirados en el Punto de Salida y el inventario de Crudo en el Oleoducto.
- 4.2.11 Establecer mecanismos de control e inspección necesarios para mantener la integridad del Oleoducto y con base en ello programar los mantenimientos y las reparaciones requeridas.
- 4.2.12 Asegurar metrológicamente los instrumentos, equipos y sistemas requeridos para la Medición de cantidad y determinación de calidad de los Crudos transportados, según los procedimientos y periodicidad exigidos por los fabricantes, las normas, resoluciones y reglamentos técnicos y lo dispuesto para el efecto en el presente Manual, invitando a los Remitentes o sus representantes para que asistan si lo consideran necesario.
- 4.2.13 Cobrar por concepto del servicio de transporte, las Tarifas correspondientes.
- 4.2.14 Recaudar y pagar el impuesto de transporte de conformidad con el Artículo 26 de la Ley 141 de 1994, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
- 4.2.15 Publicar las Tarifas de transporte en el BTO.
- 4.2.16 Cumplir las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente para lo cual deberá tener previstos los procedimientos de cierre y abandono del Oleoducto.

Versión	Páginas
2	16 de 76

- 4.2.17 Presentar ante la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, el informe anual especial a que se refiere el Artículo 204 del Código de Petróleos vigente o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
- 4.2.18 Utilizar la Capacidad Sobrante, mientras tal capacidad exista, para el transporte del Crudo de Terceros, a solicitud de éstos, previa suscripción del respectivo Contrato de Transporte.
- 4.2.19 Mantener reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad cuando la Capacidad Sobrante no sea suficiente para atender solicitudes de transporte de Crudo de Terceros.
- 4.2.20 Permitir el transporte preferente de Crudos hacia las refinerías para satisfacer las necesidades del País, con la finalidad de evitar un desabastecimiento nacional, de conformidad con el artículo 58 del Código de Petróleos vigente.
- 4.2.21 Cuando se requiera modificar la capacidad de diseño con las ampliaciones que sean necesarias efectuando las inversiones adicionales para que remitentes y terceros puedan tener acceso al oleoducto, el transportador podrá realizarlas y en el evento en que no lo haga, podrá permitir que remitentes o terceros las realicen conforme a las condiciones técnicas definidas en el manual del transportador. En ambos casos, las partes libremente podrán acordar las condiciones para la financiación y pago de las inversiones.
- 4.2.22 Suministrar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, la información de costos, Tarifas y volúmenes y toda aquella que ésta le solicite.
- 4.2.23 Todas las demás que se deriven del Contrato de Transporte, del presente Manual y la normatividad aplicable.

CLÁUSULA 5: TARIFAS

- 5.1 La Tarifa del Oleoducto corresponde a la establecida según la Metodología para la Fijación de Tarifas, acorde con lo previsto en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos y con la Resolución 72146 de 2014 expedida por el MME o las normas que modifiquen o sustituyan las citadas disposiciones.
- 5.2 Sin perjuicio de lo anterior, el Transportador puede pactar con los Remitentes Condiciones Monetarias y/o comerciales sobre la Tarifa del Oleoducto
- 5.3 Los tributos son de cargo y responsabilidad de la parte a la que por Ley le corresponde. El impuesto de transporte es responsabilidad del Remitente y no se encuentra incluido en la Tarifa.

CLÁUSULA 6: SERVICIOS ESPECIALES

6.1 Aumento de la Capacidad de Transporte

En el evento en que el Oleoducto no tenga Capacidad Efectiva de Transporte para el transporte de Hidrocarburos de alguno de los Remitentes y exista la posibilidad técnica de aumentarla a través de la utilización de agentes reductores de fricción u otros ajustes

Versión	Páginas
2	17 de 76

operacionales, el Transportador podrá evaluar técnicamente y aprobar esta opción, en cuyo caso el Remitente podrá hacer uso de esa alternativa bajo los acuerdos y Condiciones Comerciales que establezcan las Partes. El Remitente entiende y acepta que los costos derivados de la implementación de esta alternativa son adicionales a la Tarifa pactada, serán a su cargo y en ningún momento se constituyen como una Tarifa adicional por el servicio de transporte.

6.2 Transporte de Hidrocarburo Segregado

En el evento en que algún Remitente requiera transportar Hidrocarburos en forma segregada, el Transportador podrá acordar esta opción si resulta técnica 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 y perjuicios derivados de la implementación de esta alternativa son adicionales a la Tarifa pactada, serán a su cargo y en ningún momento se constituyen como una Tarifa adicional por el servicio de transporte.

CLÁUSULA 7: AJUSTE DE LA CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA POR VARIACIONES EN LAS ESPECIFICACIONES DE LOS HIDROCARBUROS

- 7.1 La Capacidad Efectiva de Transporte puede variar en función de las especificaciones de calidad del Hidrocarburo bombeado en los diferentes Oleoductos. Las especificaciones de calidad de los Hidrocarburos entregados por los Remitentes pueden variar de este estándar, obteniendo como resultado una variación en la Capacidad Efectiva de Transporte en el Oleoducto.
- 7.2 En caso que se presente un incremento en la Capacidad Efectiva de Transporte por usar un Hidrocarburo de diferentes especificaciones de calidad a las pactadas en el Contrato de Transporte, esta Capacidad Sobrante será asignada de acuerdo con el orden de prioridades establecido en el presente Manual.
- 7.3 Si un Remitente con Capacidad Contrata en firme nomina un hidrocarburo de menor especificación a la pactada en el Contrato de Transporte y esto genera una disminución de la Capacidad Efectiva de Transporte, el Transportador podrá aceptar la Entrega del Hidrocarburo, caso en el cual el Remitente entiende y acepta que transportará una cantidad menor equivalente por el cambio de especificación y que podrán modificar las condiciones económicas del Contrato.
- 7.4 El Transportador será el encargado de definir los incrementos o las disminuciones reales de capacidad generadas por una variación en las especificaciones del Hidrocarburo. Este proceso se realizará una vez al mes como parte del proceso de Nominación y se informará a los Remitentes su capacidad efectiva asignada según sea el caso.

CLÁUSULA 8: PLAN, NOMINACIÓN Y PROGRAMA DE TRANSPORTE DEL OLEODUCTO

8.1 Plan de Transporte

- 8.1.1 Al finalizar cada año tarifario, el transportador preparará el plan de transporte, al menos para los cinco (5) años calendario siguiente al de su elaboración, expresado en promedios anuales y mes por mes para el primer año. Como resultado de la

Versión	Páginas
2	18 de 76

elaboración de este plan se tendrá para cada uno de dichos períodos la estimación de la capacidad sobrante para el transporte de crudo de terceros, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 47 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan. Esta información y la capacidad efectiva deberán permanecer disponibles para consulta en el BTO acorde con el artículo 8° de la presente resolución. El procedimiento a seguir será el que se indica a continuación:

- 8.1.2 Para tal efecto, el transportador elaborará el plan de transporte con base en los compromisos contractuales, es decir, la capacidad contratada, y los compromisos legales respecto de la capacidad del derecho de preferencia y la capacidad del propietario, y así estimará la capacidad sobrante

8.2 Esquema de Nominación y Programa de Transporte

- 8.2.1 Todos los Remitentes o Terceros que Nominen, deben proveer al Transportador: (i) el nombre del Crudo; (ii) los Puntos de Entrada y Puntos de Salida; (iii) el volumen a Nominar; y (iv) la Calidad del Crudo, cumpliendo con las condiciones que Ecopetrol S.A. fije en este Manual.

- 8.2.2 Las nominaciones se aceptan y se programan teniendo en cuenta las restricciones de ingreso a otros sistemas de propiedad de terceros puestos en conocimiento del Transportador, frente a lo cual, no es responsabilidad del Transportador hacer estas programaciones ni contratar cupos de transporte en sistemas de transporte de terceros.

- 8.2.3 El Remitente debe acreditar el derecho de ingreso a sistemas de terceros, sin que esto comprometa o pueda comprometer al Transportador 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 pueden regular a su conveniencia en los Contratos de Transporte la responsabilidad de las partes en el acceso a otros sistemas

- 8.2.4 Con el objeto de cumplir y hacer cumplir el Programa de Transporte se establece el siguiente proceso:

8.3 Nominación de la ANH, Propietarios y Remitentes

- 8.3.1 más tardar el día hábil indicado en el Calendario del Proceso de Nominación, la ANH o quien ella designe realizará la Nominación de las regalías de los Crudos provenientes de los campos servidos por los Oleoductos. En este mismo plazo, los Propietarios nominarán los Crudos de su propiedad, y los demás Remitentes, realizarán la Nominación de sus requerimientos de transporte para el siguiente Mes de Operación. Adicionalmente, los Remitentes anteriormente mencionados deberán enviar las necesidades de transporte tentativas para los cinco (5) Meses Calendario siguientes. El Remitente debe especificar: nombre del Hidrocarburo, Volumen a Transportar solicitado, calidad, régimen de Entregas durante el Mes de Operación, Punto de Entrada y Punto de Salida, así como otra información específica que requiera o solicite el Transportador.

- 8.3.2 Si la Nominación de las regalías es superior al Derecho de Preferencia, la Nominación se ajustará a este valor. 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. Si los Propietarios

compran Crudos de regalías, el Transportador los contabilizará dentro del Derecho de Preferencia sin afectar la Capacidad de Propietario.

8.4 Aceptación y rechazo de Nominaciones y publicación de la Capacidad Disponible

A más tardar el día hábil indicado en el Calendario del Proceso de Nominación, el Transportador comunicará a la ANH, a los Propietarios y los demás Remitentes su aceptación o rechazo de las Nominaciones y el volumen final asignado, teniendo en cuenta las prioridades, la sobreutilización y la generación de capacidad sobrante por cambio en las especificaciones del Hidrocarburo. A los Remitentes se les asignará volúmenes a transportar hasta el volumen de su Capacidad Contratada. Con base en las Nominaciones aceptadas, el Transportador calculará la Capacidad Sobrante, la cual publicará en el BTO como requisito previo a las Nominaciones adicionales de los Remitentes y de los Terceros que tengan interés y contraten el servicio de transporte.

8.5 Nominaciones adicionales de los Remitentes y nominaciones de Terceros

A más tardar el día hábil indicado en el Calendario del Proceso de Nominación, los Terceros realizarán las Nominaciones de sus requerimientos de transporte bajo la modalidad de Contratos Spot para el Mes de Operación. Todos los Remitentes podrán nominar volúmenes adicionales en esta etapa. Adicionalmente, todos los Terceros, y Remitentes con Nominaciones adicionales a su Capacidad Contratada, deberán enviar las necesidades de transporte tentativas para los cinco (5) Meses Calendario siguientes. Los Terceros y los Remitentes deben especificar: nombre del Hidrocarburo, Volumen a Transportar solicitado, calidad, régimen de entregas durante el Mes de Operación, Punto de Entrada y Punto de Salida, así como otra información específica que requiera o solicite el Transportador.

8.4.2 Si las Nominaciones exceden la Capacidad Disponible del Oleoducto, la asignación de los Volúmenes a Transportar será a prorrata de las solicitudes recibidas y hasta la Capacidad Disponible.

8.4.3 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 aún Capacidad Efectiva en el Oleoducto.

8.6 Cierre del proceso de Nominación

8.5.1 A más tardar el día hábil indicado en el Calendario del proceso de Nominación, 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 del Oleoducto. Así mismo realizará la publicación de la Capacidad Sobrante si existiera.

8.5.2 Calendario Anual: Ecopetrol S.A., publicará para cada Año Calendario un calendario detallado del proceso de Nominaciones anteriormente descrito. Cualquier modificación en el mismo, será publicado en el BTO.

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

8.7 Programación definitiva de transporte

8.6.1 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 enviará a los Remitentes y Terceros con capacidad asignada.

8.6.2 Esta programación podrá ser modificada por el Transportador entre otras razones:

8.6.2.1 Por Eventos Justificados que afecten la Capacidad de Transporte.

8.6.2.2 Por solicitud del Transportador, aceptada por los Remitentes o por solicitud de un Remitente aceptada por los demás Remitentes y el Transportador.

8.6.2.3 Por otras circunstancias ajenas a la responsabilidad del Transportador.

8.6.2.4 Los criterios de prioridad para la asignación de capacidades en caso de las anteriores modificaciones serán las establecidas en la cláusula 11 del presente Manual.

8.8 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 solo podrá aceptar Nominaciones extemporáneas siempre y cuando el Oleoducto tenga Capacidad Sobrante. Si la Nominación es aceptada, el Tercero o Remitente deberá pagar al Transportador como sanción y a título de cláusula penal, un dos por ciento (2%) adicional a la Tarifa aplicable a los volúmenes en Barriles que Entregue en el Oleoducto el respectivo mes operacional.

8.9 Reporte Final de Operación.

En el siguiente mes al Mes de Operación, el Transportador elaborará un reporte que será enviado a los Remitentes, indicando los volúmenes en Barriles Estándares Brutos y Barriles Estándares Netos entregados y retirados y las calidades promedio en cada Punto de Entrada y Punto de Salida y adicionalmente será publicado en el BTO, a más tardar el último día hábil del Mes Calendario siguiente al Mes de Operación. Este reporte contendrá el balance discriminando por cada uno de los Remitentes, incluyendo: el volumen transportado, el inventario en el Oleoducto, la distribución de pérdidas y el volumen entregado y retirado por cada Remitente durante la prestación del Servicio de Transporte.

CLÁUSULA 9: CESION DE CAPACIDAD

Los Remitentes podrán realizar transacciones de cesión parcial o total, de los derechos de capacidad o de la posición contractual respectivamente, con otros Remitentes y Terceros interesados en el transporte de Crudo por los Oleoductos siempre que esté acordado y permitido en el Contrato de Transporte, atendiendo a las siguientes reglas:

1. los Remitentes podrán ceder, temporal, total o parcialmente los derechos de capacidad o de la posición contractual, para lo cual deben notificar mediante comunicación oficial al Transportador, con un mes calendario de antelación a la primera Nominación que haga el Cesionario. La notificación de la cesión, debe incluir la fecha a partir de la cual tendrá vigencia, y su fecha de terminación, señalando el primer y último Mes de Nominación y de Operación.
2. La cesión que se haga, será efectiva frente al Transportador a partir del Mes de Nominación en que el Cesionario cumpla con todos los requisitos y condiciones para

Nominar establecidos en este Manual, siempre que no se esté incurrido en cualquiera de las circunstancias descritas en los literales 5 y 6 siguientes.

3. Los Remitentes se considerarán solidariamente responsables de todas las obligaciones adquiridas por el Cesionario en virtud de la cesión temporal.
4. El Transportador podrá negar cualquier cesión que haga el Remitente, cuando el Cesionario sea una persona con quien esté prohibida la celebración de transacciones o negociaciones para Personas de los Estados Unidos de América, bajo cualquiera de los programas de sanción de los Estados Unidos de América administrado por la Oficina de Control de Activos Extranjeros ("OFAC", por sus siglas en inglés) del Departamento del Tesoro de los Estados Unidos de América; o que haya sido incluida o llegue a estar incluida dentro de las sanciones impuestas, entre otros, bajo el Consejo de Seguridad de la Organización de Naciones Unidas, la Unión Europea o Suiza.
5. El Remitente no puede ceder el Contrato a menos que se encuentre a paz y salvo por todo concepto al momento de realizar la cesión.

CLÁUSULA 10: BALANCE EN EXCESO O DEFECTO

- 10.1 Se establece el siguiente procedimiento de balance para cada Remitente:
 - 10.1.1 Cada Remitente programará sus Retiros de acuerdo con su programa de Entregas.
 - 10.1.2 En el caso que un Remitente incumpla o esté durante el Mes de Operación incumpliendo su programa de Entregas, el Transportador podrá ajustar el Programa de Retiros del Remitente en cuestión, para que en todo momento se cumpla el numeral 10.1.1 de esta cláusula. En cualquier caso, si el Remitente no cumple con su programa de Entregas o Retiros, éste deberá pagar al Transportador la totalidad de los costos asociados a dicho incumplimiento, incluyendo, pero sin limitarse, a aquellos referidos al almacenamiento o disposición del Hidrocarburo, los cuales serán informados mediante un Aviso Provisional.
 - 10.1.3 En el caso de Retiros en Exceso y en Defecto, 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:
 - 10.1.3.1 El Transportador ofrecerá el Retiro en Defecto o parte de él a los otros Remitentes en proporción a la asignación de capacidad en el proceso de Nominación del Mes de Operación. Cada Remitente al cual se le ha ofrecido este volumen deberá responder a éste ofrecimiento en las siguientes cuarenta y ocho (48) horas.
 - 10.1.3.2 Como resultado de las respuestas obtenidas, según el ofrecimiento del numeral el Transportador podrá hacer nuevos ofrecimientos o asignar el Retiro en Defecto.
 - 10.1.3.3 Con base en la implementación del procedimiento, se determinarán los Remitentes que retirarán los volúmenes en Defecto.
 - 10.1.3.4 El balance de los Retiros en Exceso se reflejará en la Compensación Volumétrica por Calidad.
- 10.2 En ningún caso el Transportador se hace responsable por el Hidrocarburo que un Remitente no haya retirado y que, como consecuencia de ello, se haya visto en la

Versión	Páginas
2	22 de 76

tarea de tener que evacuar del Oleoducto. El Remitente que no haya retirado tendrá la responsabilidad exclusiva de todos los perjuicios y costos causados en los procedimientos para evacuación que deba implementar el Transportador, los cuales serán informados mediante Avisos Provisionales.

- 10.3 El Transportador elaborará un balance mensual que muestre, para cada Remitente, la situación de Entregas y Retiros en Exceso o Retiros en Defecto. Este balance será el resultado del proceso de Compensación Volumétrica por Calidad (CVC), en el evento en el que los Remitentes así lo hayan acordado.

CLÁUSULA 11: PRIORIDADES EN EL PROCESO DE NOMINACIÓN

- 11.1 Para efectos del proceso de nominación se seguirán las prioridades indicadas en esta cláusula. En el evento en que la sumatoria de los volúmenes solicitados por los Remitentes supere la Capacidad Efectiva de Transporte, o cuando por los eventos mencionados en el numeral 8.7.2., se disminuya la Capacidad Efectiva de Transporte por debajo de la sumatoria de los volúmenes asignados a los Remitentes, el Transportador calculará los volúmenes asignados en el Programa de Transporte a cada Remitente de acuerdo con las siguientes prioridades:
- 11.1.1 Primera: Crudo de regalías del Estado que provenga de los campos servidos por el Oleoducto. Esta prioridad hace referencia al Derecho de Preferencia que tendrán los Crudos de regalías en el proceso de Nominación para la elaboración de los Programas de Transporte. Para efectos de esta primera prioridad, no se considerará como Crudo de regalías del Estado aquel que sea vendido por el Estado a un Tercero o Remitente no Propietario.
- 11.1.2 Segunda: Nominaciones de los Propietarios, sus matrices y subordinadas.
- 11.1.3 Tercera: Nominaciones de Remitentes no Propietarios con Contratos de Transporte con Capacidad Contrata en firme.
- 11.1.4 Cuarta: Nominaciones de Terceros.
- 11.1.5 Para los Contratos de Transporte diferentes a Contratos con Capacidad Contrata en Firme, vigentes con anterioridad a la entrada en vigencia del presente Manual, se aplicará una prioridad transitoria entre la tercera y la cuarta prioridad.
- 11.1.6 Dentro de la tercera y cuarta prioridad, la asignación de los volúmenes o la reducción de los volúmenes asignados se realizarán a prorrata de las capacidades de cada Remitente y de las Nominación de cada Tercero respectivamente.
- 11.2 **Condiciones por Disminución de la Capacidad Efectiva:** Sin perjuicio de la responsabilidad que pueda corresponder al Transportador, si por cualquier evento la Capacidad Efectiva se ve disminuida, se aplicarán las siguientes reglas:
- 11.2.1 Para efectos de determinar o recalcular la Capacidad Programada, Ecopetrol S.A. aceptará en primer lugar las Nominaciones de la Nación del primer nivel referido en el numeral 11.1.1 del presente Manual, con respecto a la Capacidad del Derecho de Preferencia.

Versión	Páginas
2	23 de 76

- 11.2.2 Si una vez definida o recalculada por el Transportador la Capacidad Programada de que trata el numeral 11.2.1, existe capacidad, el Transportador asignará la Capacidad Programada para los Propietarios, con respecto de la Capacidad Contratada de los Propietarios.
- 11.2.3 Si la capacidad no es suficiente para aceptar las Nominaciones de que trata el numeral anterior, el Transportador asignará a estos Propietarios la Capacidad Programada a prorrata de los volúmenes nominados.
- 11.2.4 Si una vez definida o recalculada por el Transportador la Capacidad Programada de que trata el numeral 11.2.2, existe capacidad, el Transportador asignará la Capacidad Programada a favor de los Remitentes con Capacidad Contratada, distintos a la Capacidad Contratada de los Propietarios.
- 11.2.5 Si la capacidad no es suficiente para aceptar las Nominaciones de que trata el numeral anterior, el Transportador asignará la Capacidad Programada a prorrata de los volúmenes nominados en esa etapa.
- 11.2.6 Si una vez definida o recalculada por el Transportador la Capacidad Programada, existe capacidad, el Transportador asignará la Capacidad Programada a favor de todos los Remitentes y Terceros, a prorrata de la Capacidad Sobrante nominada.

CLÁUSULA 12: RECHAZO A UNA SOLICITUD DE TRANSPORTE

- 12.1 Además de las razones mencionadas en relación con el proceso de Nominación y Programa de Transporte, el Transportador se reserva el derecho de rechazar cualquier solicitud de transporte que provengan de un Remitente que haya incumplido un Contrato de Transporte, este Manual o las normas aplicables, incluyendo, pero sin limitarse a:
- 12.1.1 Entrega de Hidrocarburos fuera de las especificaciones de calidad mínimas indicadas en el presente Manual,
- 12.1.2 No Entrega de Hidrocarburos suficientes para el Lleno de Línea en la proporción que le corresponde,
- 12.1.3 Pago extemporáneo o no pago de la Tarifa,
- 12.1.4 Incumplimiento en el Programa de Transporte, bien sea en Entregas y/o en Retiros.
- 12.2 Ocurrencia de un Evento Justificado. El rechazo de una solicitud por cualquier Evento Justificado por parte del Transportador, no será considerado incumplimiento de las obligaciones del mismo y se realizará sin perjuicio de otras acciones que tengan el Transportador o el Propietario para hacer efectivos los daños y perjuicios que haya podido ocasionar un Remitente o Tercero.

CLÁUSULA 13: REQUISITOS DE CALIDAD

- 13.1 Los rangos de calidad que debe cumplir el Crudo Entregado por los Remitentes para su transporte en los Oleoductos son los descritos a continuación, sin perjuicio de lo dispuesto en las condiciones específicas contractuales:

PARÁMETRO	VALOR DEL PARÁMETRO	ESTANDAR DE PRUEBA
<i>Agua y sedimentos</i>	<i>No exceder de 0,8% en volumen</i>	<i>Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher</i>
<i>°API a 60 °F</i>	<i>Pesado, Inferior a 18 API Mezcla, Superior a 18 °API,</i>	<i>ASTM D1298</i>
<i>Viscosidad @ a la temperatura de referencia.</i>	<i>Pesado mayor a 300 cSt a 30 °C Mezcla inferior a 300 Cst a 30°C</i>	<i>ASTM D445 o D446</i>
<i>Presión de Vapor Reid - RVP</i>	<i>No exceder 11 psia</i>	<i>ASTM D323</i>
<i>Temperatura de recibo</i>	<i>No exceder 120 °F y/o en función a la temperatura de recibo de sistema de transporte siguiente</i>	<i>API MPMS Capítulo 7</i>
<i>Contenido de sal</i>	<i>No exceder 20 PTB</i>	<i>ASTM D 3230</i>
<i>Punto de fluidez</i>	<i>No mayor a 12 °C</i>	<i>ASTM D 93</i>
<i>Contenido de azufre</i>	<i>No exceder el 3% en peso</i>	<i>ASTM D4294</i>

13.2 Certificación de Calidad

- 13.2.1 El Remitente siempre proporcionará al Transportador, un certificado que compruebe las características y especificaciones de calidad del Hidrocarburo que será entregado al Transportador. El certificado a que hace referencia este numeral deberá ser expedido por una compañía especializada en la materia, independiente del Remitente. Si el Remitente no entrega el certificado correspondiente, el Transportador no estará en la obligación de aceptar ni transportar el Hidrocarburo en el Oleoducto. Si así se requiere, el Transportador podrá solicitar en cualquier tiempo y a su entera discreción, un certificado de calidad tipo Assay I o II, para corroborar las características de calidad.
- 13.2.2 La responsabilidad sobre la elaboración de los respectivos Assay tipo I y tipo II podrá ser establecida por mutuo acuerdo entre los Remitentes y el Transportador. Si se evidencia variación superior a 2°API, se solicitará un nuevo Assay. El certificado a que hace referencia este numeral deberá ser expedido por una compañía especializada en la materia.
- 13.2.3 Las características mínimas del Hidrocarburo que deben estar incluidas en el certificado son: viscosidad cSt y SSU a 86°F, 100°F y 140°F, gravedad API a 60°F, contenido de azufre, contenido de sal, BSW, acidez y punto de fluidez.

13.3 Sobrecostos

Versión	Páginas
2	25 de 76

- 13.3.1 El Transportador y el Remitente podrán convenir la entrega de Hidrocarburo de características superiores o inferiores a las exigidas, en cuyo caso todos los costos y gastos necesarios para mejorar el Hidrocarburo y llevarlo a especificaciones de transporte aceptables para el Transportador, deberán ser pagadas por el Remitente.
- 13.3.2 El acuerdo para volver operativo este esquema deberá constar por escrito.

CLÁUSULA 14: DETERMINACIÓN DE CANTIDADES Y CALIDAD

El transportador instalará los equipos e implementará los procedimientos necesarios para la medición y las determinaciones de calidad del crudo, de acuerdo con las normas internacionales vigentes, como API, ASME y ASTM. La calibración de los equipos de medición deberá hacerse con la periodicidad mínima que se determine, o cuando las circunstancias operacionales así lo exijan a juicio del transportador, o por solicitud de un remitente. No se considerarán reliquidaciones retroactivas a no ser que las partes así lo acuerden.

Ver Anexo 4 MEDICIÓN DE CALIDAD, DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y ASEGURAMIENTO METROLOGICO.

CLÁUSULA 15: COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD

- 15.1 El Reglamento de Compensación Volumétrica por Calidad hace parte integral de este Manual como Anexo 4 COMPENSACIÓN VOLUMETRICA POR CALIDAD (CVC). Al momento de emitir el presente manual no se está aplicando CVC en ningún oleoducto de Ecopetrol S.A, en caso que se requiera realizar esta compensación el Transportador y Remitente lo acordaran en el respectivo contrato de transporte, sin aplicación de compensación retroactiva.
- 15.2 Cada uno de los Remitentes entregará al Transportador en un Punto de Entrada un volumen de hidrocarburos el cual, y únicamente para efectos de CVC, en el evento en el que los Remitentes así lo hayan acordado, se valorará de conformidad con el procedimiento definido para el Oleoducto, de acuerdo con su calidad particular. Esta calidad será determinada por un Inspector Independiente aceptado y reconocido tanto por el Transportador como por el Remitente.
- 15.3 En razón a que por efectos del transporte los Hidrocarburos Entregados en el Oleoducto se mezclan sin distinción alguna, cada Remitente Retirá 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. La calidad de este Hidrocarburo segregado también será determinada por un Inspector Independiente aceptado y reconocido tanto por el Transportador como por los Remitentes. Este Hidrocarburo será valorado únicamente para efectos de CVC y tendrá en cuenta la compensación por calidad debido a las interfaces que se dan al ser transportados con otros Crudos.
- 15.4 El Transportador aplicará el mecanismo de CVC administrada por el mismo para el Oleoducto, el cual tendrá las siguientes características principales:

Los Remitentes que hayan Entregado al Transportador Hidrocarburos con una calidad mejor que la del Hidrocarburo mezcla Retirado en el Punto de Salida del Oleoducto, tendrán derecho a una compensación en volumen, equivalente a la que tendrán que

Versión	Páginas
2	26 de 76

asumir los Remitentes que hayan Entregado Hidrocarburo de inferior calidad al Retirado en el Punto de Salida. Para tal efecto se tendrán en cuenta las calidades individuales de todos los volúmenes Entregados y Retirados y los inventarios finales del Mes de Operación precedente y del último Mes de Operación, con sus respectivas calidades.

- 15.5 El método de la CVC será acordado entre los Remitentes en forma tal que los saldos volumétricos finales sean iguales a cero y el Transportador no cobrará ni pagará volumen alguno por este concepto y solo servirá de mediador, regulador, liquidador y responsable de la distribución volumétrica de las compensaciones.
- 15.6 La CVC no hace parte de la Tarifa y por lo tanto no podrá ser compensada ni tendrá variación alguna por este concepto.
- 15.7 Para 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, como para los Hidrocarburos individuales de cada Remitente.
- 15.8 La CVC es interna en cada Oleoducto, y entre los Remitentes del mismo, de tal forma que siempre la sumatoria de los volúmenes finales compensados serán iguales a cero.
- 15.9 El Remitente indemnizará, liberará y mantendrá indemne al Transportador y al Propietario por todo costo, acción, reclamo, procedimientos intentados por terceras partes, pérdidas y todos los daños y obligaciones incurridos inherentes en la mezcla de Hidrocarburos en el proceso de transporte y de la CVC.
- 15.10 En cualquier caso, el mecanismo de CVC contenido aquí, en los anexos respectivos y demás documentos relacionados con ella, podrá ser modificado por el Transportador.
- 15.11 Los Remitentes de un determinado Hidrocarburo, podrán acordar con el Transportador, que a dicho Hidrocarburo no se le aplique la CVC. Lo anterior será aplicable siempre y cuando no se afecte negativamente el Hidrocarburo de otros Remitentes.
- 15.12 Por acuerdo entre la totalidad de los Remitentes y el Transportador, se podrá optar por no implementar el proceso de CVC para los Crudos transportados por el Sistema. En este caso el Transportador podrá implementar cualquier otro mecanismo validado con los Remitentes para realizar los balances volumétricos.

CLÁUSULA 16: CONDICIONES ESPECIALES DE TRANSPORTE

El transporte de Hidrocarburo estará sujeto a las siguientes condiciones:

- 16.1 El Hidrocarburo deberá ser Entregado por el Remitente en un Punto de Entrada y Retirado en un Punto de Salida.
- 16.2 El transporte de Hidrocarburo estará sujeto al cumplimiento de las condiciones previstas en el Contrato de Transporte, el presente Manual, sus modificaciones, adiciones o actualizaciones, incluidos sus anexos y las normas aplicables.
- 16.3 El Transportador se reserva el derecho de recibir o no el Hidrocarburo que no cumpla los valores mínimos especificados. En caso de recibirlo, el Remitente pagará al

Versión	Páginas
2	27 de 76

Transportador los costos en que se incurra en el análisis y en el eventual tratamiento de este Hidrocarburo para ponerlo dentro de las especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte.

- 16.4 El Transportador se reserva el derecho de requerir, rechazar o aprobar la inyección, en cualquier punto del Oleoducto de productos tales como inhibidores de corrosión, depesores de punto de fluidez, reductores de fricción o cualquier otro aditivo en el Hidrocarburo que se vaya a transportar. El Remitente pagará al Transportador los costos en que se incurra en el análisis y el eventual tratamiento de este Hidrocarburo para ponerlo dentro de las especificaciones requeridas o para implementar el esquema que se requiera para su transporte.
- 16.5 El Transportador se reserva el derecho de transportar Hidrocarburos Entregados por los Remitentes que no cumplan con los límites determinados por el Transportador, para cloruro orgánico, arena, polvo, suciedad, gomas, impurezas, otras sustancias objetables u otros compuestos con características físicas o químicas que, a la exclusiva determinación del Transportador, pueden hacer que el Hidrocarburo no sea fácilmente transportable, pueda dañar el Oleoducto, o pueda interferir con el transporte y los Retiros. El Remitente pagará al Transportador los costos en que se incurra en 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.
- 16.6 El Transportador tendrá derecho, previo Aviso Provisional, a remover y disponer del Crudo de cualquier Remitente que no cumpla con cualquiera de las especificaciones a su exclusiva discreción. Si el Transportador ejerce su derecho de disposición de conformidad con esta cláusula, el Transportador deducirá del producto del haya dispuesto, todos los costos incurridos por el Transportador con respecto del almacenamiento, remoción y disposición de dicho Crudo. El saldo será pagado al Remitente por parte del Transportador.
- 16.7 El Transportador no aceptará Crudo Entregado por cualquier Remitente, si el hecho de hacerlo pudiera causar un deterioro al Oleoducto o a los Crudos y mezclas transportados (sin consideración de si el Crudo cumple las especificaciones mínimas de calidad).
- 16.8 El Transportador actuando razonablemente y de buena fe, tendrá derecho a hacer cualquier cambio a las especificaciones mínimas de calidad del Crudo, de conformidad con las prácticas operacionales que puedan ser necesarios o adecuados, incluyendo, pero sin limitarse, para prevenir daños materiales o la degradación material de la Capacidad Efectiva del Oleoducto, para prevenir lesiones personales o daños a la propiedad o al medio ambiente.

CLÁUSULA 17: REGLAS PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBURO SEGREGADO

- 17.1 Previa solicitud de un Remitente o Tercero, el Transportador podrá optar por aceptar el transporte de Hidrocarburo segregado, siempre que ésta sea una alternativa técnica y económicamente viable. El transporte de Hidrocarburo segregado no podrá cambiar el esquema establecido en la Cláusula 11 (Prioridades en el Proceso de Nominación) y se realizará siguiendo lo establecido en este Manual.
- 17.2 Como consecuencia de lo anterior, el Transportador informará a los Remitentes su

Versión	Páginas
2	28 de 76

disposición para iniciar el transporte de Hidrocarburo segregado. El transporte del Hidrocarburo segregado se sujetará al proceso de Nominación establecido en el Presente Manual.

- 17.3 Los cargos adicionales del transporte de Hidrocarburo segregado serán a cargo del Remitente o Tercero que solicite este servicio, para lo cual se tendrá en cuenta, incluyendo, pero sin limitarse a ello, los costos y perjuicios ocasionados al Transportador, Propietario o a otros Remitentes.
- 17.4 En el transporte de Hidrocarburos por los Oleoductos se generan interfaces. Todos los Remitentes del Oleoducto deberán aceptar como volumen Retirado, parte de estas interfaces generadas en el transporte por el Oleoducto según el balance volumétrico.

CLÁUSULA 18: RIESGOS Y RESPONSABILIDAD

- 18.1 El Transportador ejercerá custodia sobre el Hidrocarburo a partir del momento en que el Remitente o quien éste designe, lo entregue en el Punto de Entrada y hasta su retiro en el Punto de Salida.
- 18.2 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, compromisos de los operadores y/o transportadores de los sistemas de transporte que se conecten al Oleoducto.
- 18.3 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, contaminación por el contacto de los diferentes tipos de Hidrocarburos, si el daño o deterioro se debe a Eventos Justificados. En el evento de que ocurriera alguno de los casos enunciados anteriormente y resultaren involucrados uno o más Remitentes, la totalidad de los Hidrocarburos afectados serán prorrateados 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 entre los Remitentes afectados. El Transportador preparará la información correspondiente al volumen de Hidrocarburo afectado y la proporción que le corresponde a cada Remitente.
- 18.4 Salvo lo establecido en otros apartes del presente Manual, el Transportador será responsable por el servicio de transporte, por las pérdidas, daños o deterioro que pueda sufrir el Hidrocarburo y que le sean imputables.
- 18.5 Cualquier daño o perjuicio que se ocasione al Transportador en virtud del incumplimiento de las normas contenidas en este Manual por cualquier Remitente, será responsabilidad de ese Remitente, quien indemnizará al Transportador por tal daño o perjuicio.
- 18.6 El Hidrocarburo Entregado por cada Remitente y transportado por el Oleoducto podrá variar en su calidad por la mezcla con otros tipos de Hidrocarburos. Excepto para los eventos en que se transporte hidrocarburo segregado, el Transportador no tendrá obligación alguna de devolver en el Punto de Salida un Hidrocarburo de la misma calidad del Hidrocarburo Entregado para su transporte en el Punto de Entrada. A los Hidrocarburos Mezcla transportados se les aplicarán los ajustes de CVC, en el evento en el que los Remitentes así lo hayan acordado.

Versión	Páginas
2	29 de 76

- 18.7 En el transporte de Hidrocarburo Mezcla y de Hidrocarburo segregado por el Oleoducto se generan frentes de contaminación. Todos los Remitentes del Oleoducto deberán aceptar como volumen Retirado, parte de los frentes de contaminación generados en el transporte por el Oleoducto. Si el Remitente requiere unas condiciones especiales para el transporte de un Hidrocarburo, estas deberán ser acordadas con el Transportador, quien se reserva el derecho de aceptarlas y de requerir al Remitente para que este asuma todos los costos asociados a estas condiciones.
- 18.8 En el transporte de Hidrocarburo mezcla y de hidrocarburo segregado por el Oleoducto, se debe considerar lo siguiente:
- 18.8.1 Siempre se degradará en los frentes de contaminación, el Hidrocarburo de mayor calidad frente al Hidrocarburo de menor calidad.
- 18.8.2 El Transportador estimará un volumen máximo correspondiente a los frentes de contaminación y será responsable de cumplir este valor.
- 18.9 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 aplicado el mecanismo de Compensación Volumétrica por Calidad, en el evento en el que los Remitentes así lo hayan acordado.
- 18.10 Los Remitentes y Terceros indemnizarán, liberarán y mantendrán indemne al Transportador y al Propietario por todo costo, demanda, litigio, acción judicial o extrajudicial, reclamo, reivindicación y fallo de cualquier especie que se entable o pueda entablarse contra el Transportador o Propietario y en general por procedimientos intentados por terceras partes.

CLÁUSULA 19: LLENO DEL OLEODUCTO O LLENO DE LÍNEA

- 19.1 Es el volumen necesario para llenar el Oleoducto entre la Estación de Bombeo Inicial y la Estación Final, los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento del Oleoducto, y todas las instalaciones, tuberías, equipos y accesorios de bombeo y medición equivalentes a volúmenes muertos.
- 19.2 Para la operación del Oleoducto, el Transportador podrá exigirle a cada Remitente incluyendo a la ANH que Entregue al Transportador la cantidad de Hidrocarburo necesaria para el Lleno de Línea del Oleoducto. La participación de cada Remitente en el Lleno de Línea del Oleoducto será determinada por el Transportador con base en criterios tales como: Propiedad del Oleoducto y Capacidad Contratada. Las condiciones de lleno de línea quedará registrada en el contrato de Transporte que se pacte con cada remitente.
- 19.3 El Transportador determinará a su juicio, el Día en que cada Remitente Entregará su participación proporcional en el Lleno de Línea del Oleoducto, y les comunicará el volumen correspondiente indicando la fecha de la Entrega.
- 19.4 El Hidrocarburo entregado por los Remitentes para el Lleno de Línea del Oleoducto no podrá ser retirado del Oleoducto sin la previa autorización del Transportador. Sin perjuicio de lo anterior, el Remitente no perderá la titularidad del Hidrocarburo que permanezca en el Oleoducto.

- 19.5 Cuando se transporte Hidrocarburo segregado, se entenderá que la propiedad del Lleno de Línea del Oleoducto varía de acuerdo con los volúmenes de Hidrocarburo segregado presentes en el Oleoducto en un determinado momento. Sin perjuicio de lo anterior, el Remitente no perderá la titularidad del Hidrocarburo segregado que permanezca en el Oleoducto.
- 19.6 Es responsabilidad del Transportador, ya sea si opera el sistema de transporte y/o sea el dueño del Crudo utilizado para Lleno de Línea, llevar el balance del sistema y reportarlo dentro de los balances oficiales y CVC definidas en cada sistema de transporte.

CLÁUSULA 20: MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO

La identificación y manejo de las pérdidas en el Oleoducto se realizará de la siguiente forma:

- 20.1 Todas las Pérdidas Identificables de Hidrocarburo Mezcla o segregado que no sean imputables al Transportador según el Anexo 2, serán asumidas por los Remitentes del Hidrocarburo Mezcla o segregado, según los cálculos realizados por el Transportador con base en los balances operacionales y formalizados en la CVC o balance volumétricos por Remitentes, en el evento en el que los Remitentes así lo hayan acordado. En este sentido, los Remitentes aceptan la liquidación que realice el Transportador.
- 20.2 Por Pérdidas no Identificables se entienden únicamente las pérdidas en transporte a las que no se les puede determinar con precisión su causa en el proceso de transporte desde los Puntos de Entrada hasta los Puntos de Salida, que enunciativa más no limitativamente son las siguientes:
- a) Paradas / arrancadas del Oleoducto.
 - b) Extracciones ilícitas no detectadas.
 - c) Fallas en los factores de los medidores.
 - d) Contracción volumétrica.
 - e) Fugas/pases en las válvulas.
 - f) Evaporación.
 - g) Escapes.
 - h) Incertidumbres propias de los sistemas de medición e instrumentación asociada.
 - i) Incertidumbres propias de los análisis de laboratorio asociados a la liquidación de volúmenes.
 - j) Propagación de incertidumbres propias de los procedimientos establecidos a nivel internacional para la liquidación de volúmenes por Medición Estática y Dinámica.
 - k) Pérdidas de manejo inherentes al Oleoducto.
- 20.3 En el caso de Hidrocarburo mezcla, las Pérdidas No Identificables del Mes de Operación, serán asumidas por cada uno de los Remitentes, a prorrata de las Entregas del periodo.
- 20.4 En el caso de Hidrocarburo segregado, las Pérdidas No Identificables del Mes de Operación, serán asumidas por el Remitente del Hidrocarburo segregado.
- 20.5 En el evento que las Pérdidas No Identificables superen el cero coma cinco por ciento

Versión	Páginas
2	31 de 76

(0,5%) de las Entregas, calculadas semestralmente, el Transportador indagará las posibles causas a fin de tomar las acciones correctivas en forma inmediata, lo cual informará a los Remitentes.

- 20.6 El procedimiento de cálculo de las pérdidas en el Oleoducto se regirá por lo estipulado en esta cláusula y el Mecanismo de CVC vigente.
- 20.7 Las Pérdidas No Identificables iguales o inferiores al 0,5% del volumen transportado en el Mes de Operación se distribuirán de acuerdo con el volumen de las Entregas por cada Remitente del Mes Calendario en el que se detectaron o del Mes Calendario en el que se reportan.
- 20.8 Como base para la liquidación de las Pérdidas Identificables, se tomará el informe elaborado por el Transportador donde consten las condiciones de operación de ese Día, hora, sitio, causas, Entregas, Despachos, Retiros, Hidrocarburo mezcla o segregado recuperado y perdido determinado después del llenado de la línea, y la reanudación del bombeo.
- 20.9 Las Pérdidas Identificables se distribuyen de acuerdo con el valor en dólares de los Estados Unidos de América de las Entregas por cada Remitente del Mes Calendario en que se detectaron.

CLÁUSULA 21: ATENCIÓN DE RECLAMOS

- 21.1 Cualquier reclamo que tuviere un Remitente o Tercero relacionado con el servicio de transporte de Hidrocarburos, será atendido conforme a los procedimientos internos del Transportador y la normatividad aplicable. Estos reclamos serán entregados al área operativa del Transportador, la cual realizará el trámite interno respectivo e informará al Remitente la respuesta.
- 21.2 En caso de presentarse una discrepancia de calidad entre el Remitente y el Transportador, de mutuo acuerdo se definirá un tercer laboratorio que dirima la diferencia de calidad.
- 21.3 Para los reclamos referentes a la cantidad o calidad de los Hidrocarburos, éstos deberán ser presentados por escrito a más tardar dentro de los quince (15) Días Calendario siguientes a la fecha de la Entrega o Retiro del Hidrocarburo o de la fecha en que se emita el reporte de la Compensación Volumétrica por Calidad. El reclamo deberá sustentarse dentro de los treinta Días Calendario siguientes a su presentación.
- 21.4 Si el remitente no presenta su reclamo, o lo hace de forma extemporánea, ó no lo sustenta debidamente y en forma oportuna, se dará por improcedente el reclamo y en consecuencia se tendrá por aceptado por parte del Remitente el Hidrocarburo Entregado o Retirado o la CVC, según sea el caso.

Si persiste la petición, queja o reclamo por parte del Remitente, se procederá conforme lo establecido por el Artículo 22 de la Resolución No. 72 145 de 2014 emitida por el MME y las demás normas que la adicionen y/o modifiquen.

CLÁUSULA 22: SANCIONES A LOS AGENTES OPERACIONALES POR INCUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE TRANSPORTE

22.1 Cada una de las Nominaciones hechas por los Remitentes y Terceros constituirá su compromiso para cumplir con el programa de Entregas y Retiros con cantidades y tasas de flujo acordadas previamente entre las Partes.

22.2 Para la operación del Oleoducto se tendrán en cuenta las siguientes previsiones particulares para aplicar las siguientes sanciones de acuerdo con el tipo de Remitente:

22.2.1 Remitente con Capacidad Contratada en firme:

22.2.1.1 Si por cualquier razón, Entrega menos del 95% o más del 105% de su Capacidad Programada, el Remitente deberá pagar:

22.2.1.1.1 La Tarifa de Transporte por los volúmenes Entregados cuando éstos sean superiores a la Capacidad Contratada en firme. Cuando sean iguales o inferiores pagará la Tarifa de Transporte sobre la Capacidad Contratada en firme.

22.2.1.1.2 El Transportador podrá optar por cobrar al Remitente una sanción equivalente al 5% del valor de la Tarifa de Transporte de la Capacidad Programada de los volúmenes en exceso superior al 105% o en defecto inferior al 95%.

22.2.1.2 Si por cualquier razón, Entrega entre el 95% y hasta el 105% de su Capacidad Programada, el Transportador cobrará la Tarifa de Transporte por los volúmenes Entregados, cuando estos sean superiores a la Capacidad Contratada en firme. Cuando sean iguales o inferiores pagará la Tarifa de Transporte sobre la Capacidad Contratada en firme. En este caso no habrá sanción por este concepto, sin perjuicio de la aplicación de otro tipo de sanciones.

22.2.2 Remitente sin Capacidad Contratada en firme:

22.2.2.1 Si por cualquier razón, entrega menos del 95% o más del 105% de su Capacidad Programada, el Remitente deberá pagar:

22.2.2.1.1 La Tarifa de Transporte por los volúmenes Entregados

22.2.2.1.2 El Transportador podrá optar por cobrar al Remitente una sanción equivalente al 5% del valor de la Tarifa de Transporte de la Capacidad Programada de los volúmenes en exceso superior al 105% o en defecto inferior al 95%.

22.2.2.2 Si por cualquier razón, entrega desde el 95% y hasta el 105% de su Capacidad Programada, el Transportador cobrará la Tarifa de Transporte por los volúmenes Entregados. En este caso no habrá sanción por este concepto, sin perjuicio de la aplicación de otro tipo de sanciones.

22.3 Para la segunda y todas las faltas sucesivas que se presenten en un periodo de doce meses contados desde la ocurrencia de la última falta, las sanciones podrán ser, a criterio del Transportador, del 10% del valor de la Tarifa de Transporte, sin perjuicio de otro tipo de sanciones que se puedan aplicar.

CLÁUSULA 23: HIDROCARBURO AFECTADO POR UN LITIGIO

23.1 Cualquier Remitente o Tercero está en la obligación de avisar por escrito antes de la

Entrega 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.

- 23.2 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 de Propietario y/o a la Capacidad Contratada en firme.
- 23.3 En caso de aceptar su transporte, el Transportador podrá exigir al Remitente la presentación de una garantía, a satisfacción del Transportador, que cubra los perjuicios que puedan ocasionarse al Transportador, al Propietario, a otros Remitentes y terceros con motivo del transporte.
- 23.4 Igualmente, el Remitente indemnizará, liberará y mantendrá indemne al Transportador y al Propietario en los términos establecidos en la cláusula de Riesgos y Responsabilidad.

CLÁUSULA 24: INVERSIONES EN EL OLEODUCTO

Frente a solicitudes que se efectúen al Transportador para el desarrollo de obras e inversiones adicionales a las realizadas en el Oleoducto por el Transportador o el Propietario, se tendrán en cuenta las siguientes disposiciones:

- 24.1 Quien se encuentre interesado o necesite la ejecución de obras para la construcción, adecuación, ampliación, conexión y/o adhesión de activos y facilidades que requiera por o con ocasión del transporte del Crudo a través del Oleoducto, deberá solicitarlo así al Transportador de manera motivada y con indicación de las necesidades y especificaciones que dichas obras deben cumplir (en adelante, la "Propuesta").
- 24.2 El Transportador indicará si la Propuesta cumple y/o se adecua a los requisitos de seguridad, ambientales, aspectos técnicos, comerciales, jurídicos y de ingeniería propios del Oleoducto, y a las prácticas comunes de la industria en general de Colombia.
- 24.3 La Propuesta que se entregue al Transportador en los términos anteriores deberá:
 - 24.3.1 Contener todos los detalles relevantes, incluyendo, pero sin limitarse, a (1) la infraestructura adicional necesaria y las modificaciones que habrán de efectuarse sobre la ya existente, (2) los costos estimados, (3) el cronograma de la construcción de las obras y puesta en marcha de los servicios asociados a esas obras, (4) los costos operacionales y de mantenimiento estimados considerados durante el servicio asociado a esas obras y (5) la ingeniería básica. De común acuerdo entre el Transportador y el Remitente la información técnica requerida, estudios y demás podrán ser adelantados por el Transportador a costo del Remitente.
 - 24.3.2 Estar dirigida al Transportador a través del Representante Legal del interesado, para consideración y análisis del Transportador durante un lapso que no excederá de 60 Días Calendario contados a partir del día siguiente al de la entrega de la Propuesta con la totalidad de la información requerida. Como consecuencia del análisis realizado por el Transportador, determinará si atiende la Propuesta o no, si la

condiciona total o parcialmente, si la ejecuta directamente o a través de terceros, el alcance de su inversión y todos aquellos otros aspectos relacionados con la Propuesta.

- 24.4 Si la nueva infraestructura modifica la Capacidad Efectiva, los Remitentes o Terceros participantes en la Propuesta podrán suscribir un Contrato de Transporte con Capacidad Contratada en Firme para contratar parte de la nueva capacidad. Para el caso de la capacidad correspondiente al Transportador o Propietario por su alcance en la Propuesta, ésta será considerada Capacidad de Propietario.
- 24.5 Nadie podrá efectuar construcciones, conexiones o adecuaciones en el Oleoducto sin contar con la autorización previa y acuerdo por escrito debidamente firmado por el representante del Transportador.

CLÁUSULA 25 PROPUESTAS SÓLO RIESGO

- 25.1 Las Propuestas hechas para ser llevadas a cabo por cuenta y riesgo exclusivo de Remitentes o Terceros (en adelante, "Propuesta Solo Riesgo") solo podrán ejecutarse, una vez agotado el trámite señalado en la cláusula 28, con la decisión consistente en que el Transportador no va a participar inicialmente en la Propuesta.
- 25.2 La Propuesta Solo Riesgo deberá cubrir los mismos aspectos de la presentada según lo señalado en la cláusula 28. En todo caso, todas las Propuestas Sólo Riesgo deberán cumplir con las especificaciones técnicas de medición, determinación de calidad y de seguridad aplicables y las normas del presente Manual, así mismo deberá contar con las respectivas licencias, permisos exigidos por las autoridades competentes, con las disposiciones que regulan la adquisición de los terrenos y demás normas aplicables.

25.3 Para este efecto se tendrá en cuenta:

- 25.3.1 **Presentación de la Propuesta Sólo Riesgo:** El interesado solicitará la autorización de la Propuesta Solo Riesgo adjuntando todos los documentos necesarios para su estudio. El Transportador verificará que se cumpla la normatividad que regula la materia y podrá solicitar aclaraciones o ampliaciones a la información. La respuesta motivada aprobando o rechazando la solicitud de la Propuesta Solo Riesgo no podrá exceder del término de tres (3) meses desde su recibo, sin incluir en este plazo los tiempos necesarios para presentar y responder las aclaraciones o ampliaciones pedidas por el Transportador.
- 25.3.2 **Participación del Transportador:** En cualquier momento de la aprobación, diseño, construcción y puesta en marcha de una Propuesta Solo Riesgo, el Transportador podrá manifestar su intención de participar en ella. La proporción y condiciones en las cuales participará el Transportador serán determinadas de común acuerdo entre las Partes. De no existir acuerdo entre las Partes se aplicarán los mecanismos dispuestos en la cláusula 27 (Solución de Controversias).
- 25.3.3 **Condiciones para la Ejecución:** El Transportador podrá negar la autorización de la implementación de la Propuesta Solo Riesgo de manera motivada, incluyendo pero sin limitarse a, razones de seguridad, de orden técnico, operacional o capacidad, por afectación a la integridad del Oleoducto o a la operación de otros Remitentes o por disposición de la autoridad competente. El Transportador no estará obligado a proporcionar el servicio de transporte hasta tanto la ejecución de la

Propuesta Solo Riesgo cumpla con los requerimientos establecidos en el Manual, los estándares de ingeniería aplicables, las disposiciones y requerimientos del Transportador y las normas aplicables. En el caso de sistemas asociados al Oleoducto, el Remitente no podrá modificar las instalaciones o su forma de operación sin autorización del Transportador.

- 25.4 El Transportador se reserva el derecho de realizar la construcción, administración, operación y mantenimiento total o parcial de la Propuesta Solo Riesgo y definirá el alcance de su participación. Los costos que éstas impliquen serán con cargo al Remitente o Tercero que presenta la Propuesta Solo Riesgo. El Remitente y el Transportador podrán pactar libremente su forma de financiación y pago.
- 25.5 **Indemnidad:** Los Remitentes o Terceros que participen en la ejecución de la Propuesta Solo Riesgo, indemnizarán, liberarán y mantendrán indemne al Transportador y al Propietario en los términos establecidos en la cláusula de Riesgos y Responsabilidad.
- 25.6 **Garantías y Seguros:** el Transportador y los Remitentes interesados en la Propuesta Solo Riesgo obtendrán las garantías y seguros necesarios para el cubrimiento de los riesgos derivados de la Propuesta Solo Riesgo, en los términos razonablemente satisfactorios para el Transportador, sin perjuicio de la obtención de las demás garantías y seguros solicitados por el Transportador.
- 25.7 **Propiedad, financiamiento y operación de la Propuesta Solo Riesgo:** Para aquellas inversiones que modifiquen infraestructura existente del Oleoducto y que su operatividad afecte el funcionamiento del mismo, la propiedad será del Transportador o Propietario. En este caso el Transportador y el Remitente o Tercero que ejecute la Propuesta Solo Riesgo acordarán el mecanismo de amortización.

Todos los recursos que se requieran para adelantar la ejecución de una Propuesta Solo Riesgo deberán ser procurados, obtenidos y garantizados por los Remitentes o Terceros que hayan participado en la Propuesta Solo Riesgo y, en ningún caso, el Transportador, ni los Propietarios, ni los demás Remitentes podrán verse afectados por los instrumentos de financiación que los Remitentes o Terceros participantes de la propuesta adopten por o con ocasión de ésta.

- 25.7.1 Si la nueva infraestructura modifica la Capacidad Efectiva, los Remitentes o Terceros participantes en la Propuesta Solo Riesgo podrán suscribir un Contrato de Transporte con Capacidad Contrata en Firme para contratar parte de la nueva capacidad. Para el caso de la capacidad correspondiente al Transportador o Propietario por su alcance en la Propuesta Solo Riesgo, ésta será considerada Capacidad de Propietario.
- 25.7.2 El Transportador facilitará a los Remitentes o Terceros que vayan a ejecutar o hayan ejecutado la Propuesta Solo Riesgo, el acceso a la infraestructura de su propiedad. Sin perjuicio de lo anterior, los Remitentes o Terceros que hayan ejecutado una Propuesta Solo Riesgo deberán asegurar al Transportador y Propietario que la capacidad de transporte de éstos últimos no se verá afectada por la ejecución de las Propuestas Solo Riesgo. En todo caso, de afectarse la Capacidad de Propietario y Remitentes como consecuencia de la ejecución de la Propuesta Solo Riesgo, el o los Remitentes y Terceros que la hayan ejecutado responderán e indemnizarán al Propietario y a los demás Remitentes.

Versión	Páginas
2	36 de 76

- 25.7.3 Información: Los Remitentes y Terceros que participen en la Propuesta Solo Riesgo suministrarán al Transportador toda la información que surja del diseño, construcción, implementación, adecuación, ampliación, conexión, adhesión de activos y facilidades, y de la puesta en marcha de los servicios asociados a la Propuesta Solo Riesgo.

CLÁUSULA 26: RESPUESTA A EMERGENCIAS

- 26.1 El Transportador en concordancia con las actividades vinculadas al transporte de Hidrocarburos que realiza y teniendo en cuenta principios esenciales como el respeto por la vida e integridad de las personas, la protección del ambiente y la protección a bienes de otros y propios, cuenta con un procedimiento para el desarrollo de las actividades, antes, durante y después de que se presentan emergencias en el Oleoducto y en sus instalaciones. El objetivo de dicho procedimiento es identificar y responder ante las situaciones potenciales de incidentes que pueden generar riesgos en la salud, seguridad y ambiente.
- 26.2 En la atención de emergencias participa el personal de operaciones y mantenimiento del Transportador o quien éste designe como Operador del Oleoducto, así como el personal del nivel gerencial corporativo que soporta el manejo de las comunicaciones y el apoyo logístico requerido por el grupo de atención.
- 26.3 Los planes de emergencia se han desarrollado con bases en criterios de prevención, planeación y preparación, así como en los criterios establecidos por la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, han sido aprobados por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y cumplen con la normatividad nacional vigente.
- 26.4 La línea gratuita nacional para reporte de emergencias que Ecopetrol S.A. ha establecido es 018000122225.

CLÁUSULA 27: PROCEDIMIENTOS DE COORDINACIÓN DE OPERACIONES, COMUNICACIONES Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS

- 27.1 Las comunicaciones y demás aspectos asociados con la coordinación de las actividades relacionadas en el presente Manual, serán atendidas por el área operativa del Transportador. Estas comunicaciones pueden ser direccionadas a través de los representantes en campo del Transportador, así como pueden ser tramitadas directamente por el personal de coordinación operativa en las oficinas del Transportador.
- 27.2 De acuerdo con los requerimientos de las Partes, se realizarán reuniones en las que participen el Transportador y los Remitentes, con el fin de revisar el cumplimiento del Programa de Transporte en ejecución y revisar el Plan de Transporte. En estas reuniones se revisarán los aspectos que impacten la operación del Transportador y se divulgarán aspectos de interés para los Remitentes.
- 27.3 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 medio ambiente o la infraestructura. Para hacer frente a las emergencias, el Transportador aplica el Modelo Sistema Comando

Versión	Páginas
2	37 de 76

de Incidentes, el cual contempla los diferentes flujos de comunicación horizontal y vertical que se requieren para garantizar una notificación y preparación de respuesta efectiva ante el suceso.

- 27.4 En la atención de emergencias participa el personal de operaciones y mantenimiento del Transportador, así como el personal de soporte corporativo que contribuye en el manejo de las comunicaciones y el apoyo logístico requerido por el grupo de atención.
- 27.5 De igual forma, el Transportador cuenta con convenios con las diferentes autoridades y organismos de atención de emergencias de los niveles locales, regionales y nacionales, como complemento a sus equipos internos de atención. Esto se complementa con los acuerdos establecidos con las empresas del sector para brindar soporte y apoyo mutuo en la atención de eventos, con el fin de mitigar los impactos de la emergencia.

CLÁUSULA 28: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- 28.1 En el evento de presentarse cualquier conflicto o desacuerdo relacionado con el presente Manual o el servicio de transporte, este será en primera instancia resuelto directamente por un representante debidamente autorizado de cada una de las Partes, dentro de los treinta (30) Días siguientes a la notificación emitida por la Parte que considera que existe un desacuerdo y recibida efectivamente por la otra Parte.
- 28.2 Si Transcurridos los treinta (30) Días antes referidos el desacuerdo continúa total o parcialmente, las Partes acudirán a los mecanismos de solución de conflictos definidos en el respectivo Contrato de Transporte.

CLÁUSULA 29: ENTRADA EN VIGENCIA

La fecha de entrada en vigencia de este Manual es la fecha de su divulgación, lo cual se hará mediante publicación en la página WEB del Transportador.

CLÁUSULA 30: ADICIÓN Y MODIFICACIÓN

- 30.1 El Transportador podrá realizar adiciones o modificaciones a este Manual, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 72145 de 2014 expedida por el MME o las normas que la modifiquen o sustituyan.

CLÁUSULA 31: RÉGIMEN JURÍDICO APLICABLE

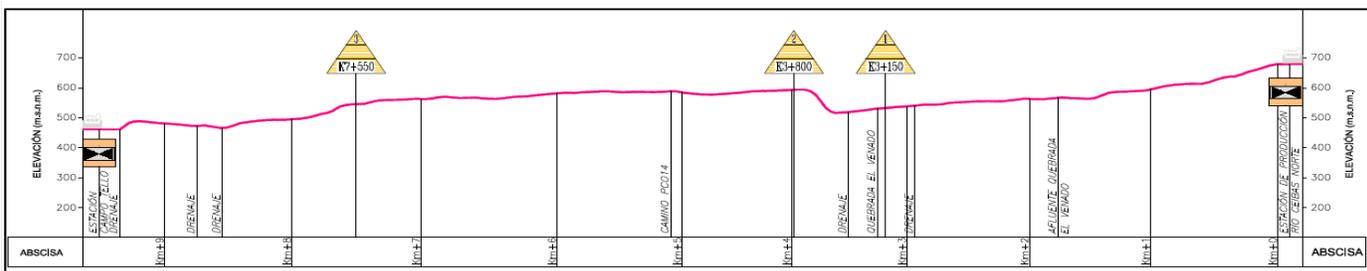
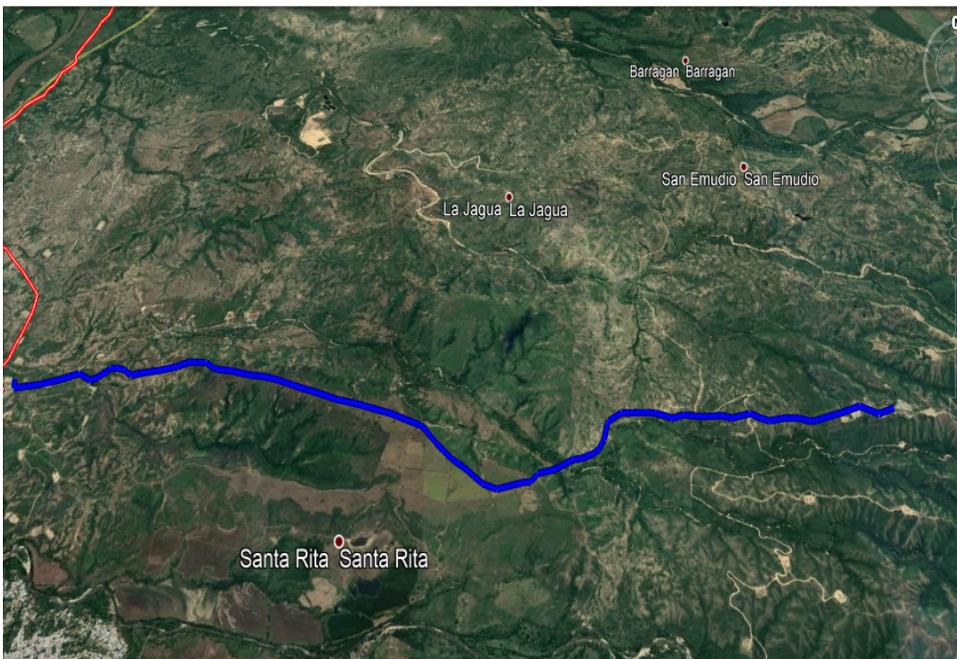
Este Manual se rige en todas sus partes por las normas aplicables de la República de Colombia.

1. ANEXO 1 - DESCRIPCIÓN DE LOS OLEODUCTOS

1. OLEODUCTO RIO CEIBAS-TELLO

Diámetro:	6 in
Longitud:	9,25 Km
Nodo de entrada:	Estación Río Ceibas (Bateria Río Ceibas Norte)
Nodo de salida:	Estación Tello
Estaciones intermedias:	N/A
API:	23,84
Viscosidad:	
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	N/A
Fecha operación o capitalización:	30/11/2012

PLANIMETRIA



Descripción

El Oleoducto Rio Ceibas–Tello conecta la Estación de tratamiento de crudo del campo Rio Ceibas, localizado a 25 kilómetros de la Ciudad de Neiva con el Oleoducto Tello-Dina de propiedad de Ecopetrol. Es operado y capitalizado por Ecopetrol desde 2012 cuando fue transferido por PETROBRAS.

Características técnicas

El oleoducto está construido en tubería de 6" de diámetro API5LGR-B, Schedule 40, de 0.280 pulgadas de espesor de pared, con 9.5 kilómetros de longitud aproximadamente .El oleoducto tiene una presión de operación actual de 70 a 80 PSI. El volumen del llenado equivalente de la línea es de 1,090 barriles.

Calculo Volumen Llenado	
Longitud (in)	9250 m
Diámetro (in)	6"
Radio (in)	3
Volumen In3	10575070,87
Volumen Llenado (BLS)	1090

Capacidad de almacenamiento

2 tanques de 10.000 Bls cada uno de crudo en la estación Río Ceibas Norte y 2 tanques de 5.000 Bls cada uno en la estación Río Ceibas Sur.

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

Tiene facilidad de cargue de una sola Bahía y se utiliza como apoyo en los trabajos de WORKOVER.

Generación de Energía

El Campo Rio Ceibas cuenta con la facilidad de autogenerar su propia energía para funcionar en óptimas condiciones, gracias a sus tres generadores eléctricos de diferente capacidad (445 – 845 – 845 Kw) con motor Waukesha a gas combustible ubicados dentro de la estación de producción.

Capacidad

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD):	23.000	BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD):	21.800	BPD

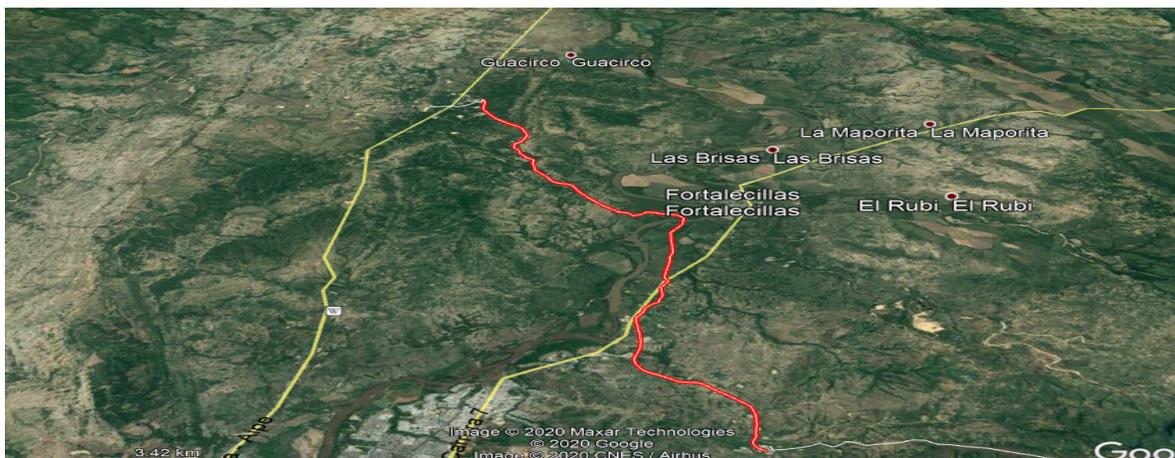
Datos Operacionales	
SCH	40
Presión Operación Actual (*)	70 a 80 Psi

(*) La condición actual de operación para la presión se debe a las restricciones por despacho directo al Oleoducto (Presión máxima operación Oleoducto Tello-DK'S 150 Psi); Anteriormente la línea de campo Rio Ceibas llegaba directamente al Oleoducto (independiente de línea campo Tello), pero debido a las reparaciones realizadas en el mismo y la restricción de operación, se realiza el despacho a la estación campo Tello, de donde es despachado finalmente a DK'S (Crudo dentro de especificaciones para la venta).

2. OLEODUCTO TELLO-DINA

Diámetro:	12 in
Longitud:	15.66 Km
Nodo de entrada:	Estación Tello (Bateria Tello)
Nodo de salida:	Estación Dina (Bateria Cretaceos)
Estaciones intermedias:	N/A
API:	19,7-20
Viscosidad:	167,84 a 100 F
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	N/A
Fecha operación o capitalización:	30/06/2007

Planimetría



Descripción

Versión	Páginas
2	41 de 76

Este ducto fue construido en el año 1982 por la empresa INGESER, está ubicado en el departamento del Huila y transporta los crudos entre la estación Tello (municipio del Huila) y la estación Dina, municipio de Aipé. En su mayoría es tubería enterrada a excepción de 330 mts de tubería aérea, atraviesa 14 cuerpos de agua y 13 pasos carreteables y férreos. Tiene 2 válvulas de seccionamiento.

Características técnicas

Acero:	API 5LX-60
Recubrimiento:	Esmalte de Hulla (Alquitrán)

Capacidad de Bombeo

La Bateria Tello cuenta con 2 bombas de transferencia de crudo de 800 BPH cada una (el bombeo se realiza con una sola bomba).

Capacidad de almacenamiento

2 tanques cada uno con capacidad de 7.500 Bls

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

Cuenta con un descargadero de 2 bahías de 2 brazos de descargue.

Generación de Energía

Red eléctrica con Centro de Generación Tello (siendo este el utilizado regularmente) y respaldo con el SIN. También se cuenta con planta de emergencia con Diesel para la operación de la Bateria.

Capacidad

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD):	14.400 BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD):	13.600 BPD

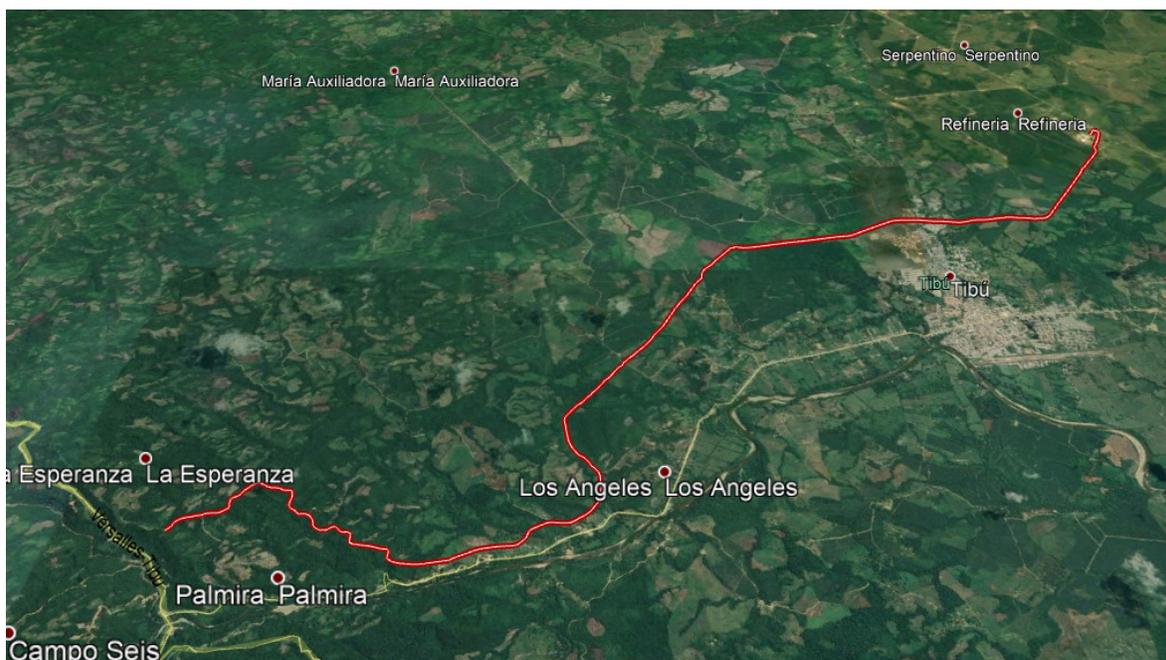
Versión	Páginas
2	42 de 76

3. OLEODUCTO TIBU-MIRAMONTE

A la fecha de publicación del presente Manual, el oleoducto Tibu-Miramonte no se encuentra operativo.

Diámetro:	12/6/12 in
Longitud:	16.49 Km
Nodo de entrada:	Estación I-21 (Tibú)
Nodo de salida:	Estación Miramonte
Estaciones intermedias:	N/A
API:	31,66
Viscosidad:	15,8 cst (30 f)
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	N/A
Fecha operación o capitalización:	30/09/1981

Planimetría



El sistema inicia en una estación de transferencia de custodia llamada I-21, fue construido en el año 1983. Este Oleoducto se conecta en el Km 63 al Oleoducto Rio Zulia – Ayacucho “ORZA” propiedad de Oleoducto del Norte de Colombia (ONC) en la estación Miramonte.

Características técnicas

CONDICIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN			
CÓDIGO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN:	Desconocido	E (JOINTEFFICIENCY):	0.6 – 1
MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN:	API 5L X 42 Tramos nuevos. Desconocido tramos antiguos.	PWHT:	No Requiere
PRESIÓN INTERNA DE DISEÑO (PSI):	N/D	T° DISEÑO (°F)	N/D
S (ALLOWANCE STRESS @ °T DE DISEÑO) (psi):	42000	MONITOREO CI:	SI
CA (CORROSION ALLOWANCE):	N/D	DIÁMETRO (in):	6 y 12
RECUBRIMIENTO INTERNO/EXTERNO:	NO/SI	SCH:	40
SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA:	NO	ESPESOR NOMINAL (in):	0,28-0,406
INYECCIÓN QUIMICOS:	NO	LONGITUD (m):	16682

CONDICIONES DE OPERACIÓN			
TEMPERATURA DE OPERACIÓN SALIDA (°F) de I-21:	80-90	PRESIÓN DE OPERACIÓN SALIDA (psi) de I-21:	1200
TEMPERATURA DE OPERACIÓN ENTRADA (°F) a Campo 6:	80-90	PRESIÓN DE OPERACIÓN ENTRADA (psi) a Campo 6:	60
FLUJO (BPH):	800		

Capacidad de bombeo:

20.400 BOPB

Capacidad de almacenamiento

2 Tanques de 70.000 y 1 Tanque de 5000 Bls para un total de 145.000 BLS.

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos:

Para cargue: 1 sola bahía, con un solo brazo y turno de carga 12 horas diurnas.

Generación Energía

Red eléctrica, 110.000 kwh.

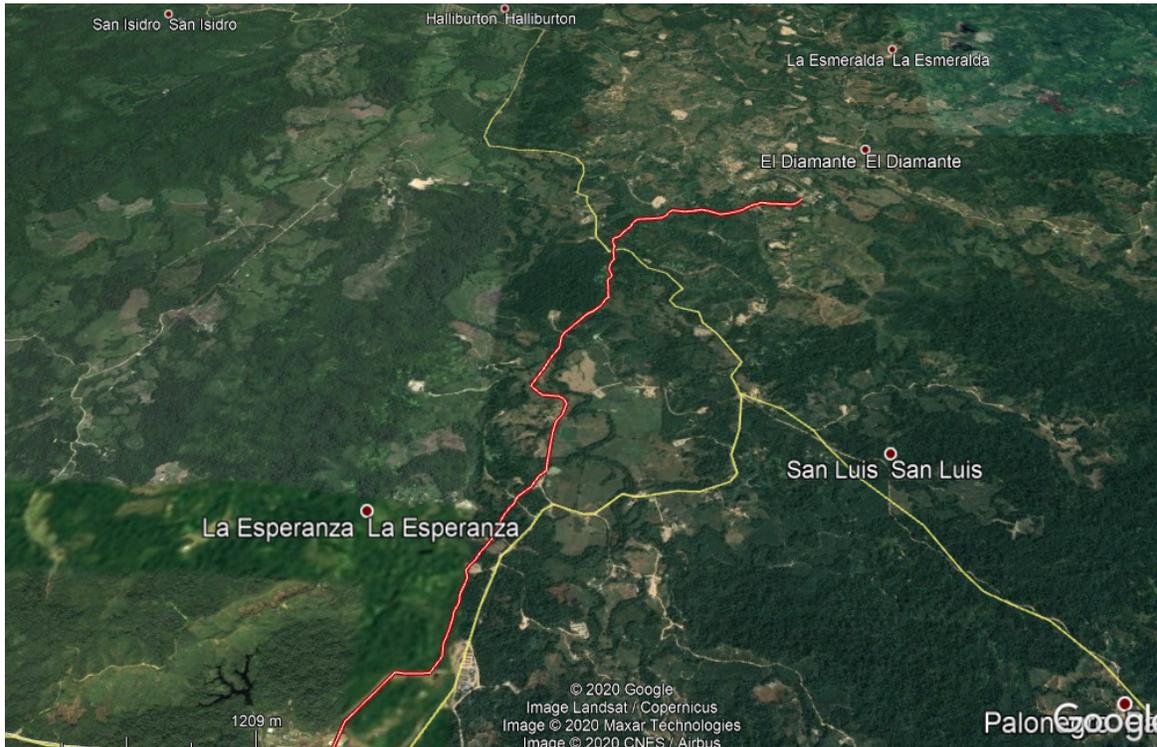
Capacidad operativa y efectiva

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD)	18900 BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD)	17900 BPD

4. OLEODUCTO PROVINCIA-PAYOA

Diámetro:	6 in
Longitud:	6,15 Km
Nodo de entrada:	Estación Santos
Nodo de salida:	Estación Payoa
Estaciones intermedias:	N/A
API:	25,52
Viscosidad:	35,68 cSt a 100 F
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	
Fecha operación o capitalización:	31/05/1994

Planimetría



Descripción

Por este ducto se bombea crudo perteneciente al activo Provincia el cual está compuesto por los crudos de los campos Provincia, Santos, Suerte y Bonanza.

Capacidad de Bombeo

EL fluido es bombeado en promedio a 95° F de temperatura con un caudal de 650 BPH

Capacidad de almacenamiento de Crudos

1 tanque para 40.000 BIs

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos ATC

Cargadero y descargadero que cuenta con 1 sola Bahía y opera 12 Horas día.

Generación de Energía

Autogenerada mediante 2 generadores (uno de 750 KVA y el otro 450 KVA), de respaldo se tiene interconexión con la ESSA (Energía de la red nacional)

Capacidad operativa y Efectiva

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD):	15.600	BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD):	14.820	BPD

5. OLEODUCTO GIBRALTAR-CAÑO LIMON

Versión	Páginas
2	46 de 76

Diámetro:	4 in
Longitud:	2,1 Km
Nodo de entrada:	Estación Gibraltar
Nodo de salida:	Línea Banadía – Ayacucho (CENIT)
Estaciones intermedias:	N/A
API:	63,7
Viscosidad:	55,90 cst (30 f)
Propiedad:	UNION TEMPORAL GIBRALTAR (BOMT: Building Operation Maintenance Transfer)
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	N/A
Fecha operación o capitalización:	2011

Planimetría



Descripción

Este Oleoducto transporta crudos desde la estación Gibraltar hasta el punto de conexión del Oleoducto Caño Limón – Coveñas de Cenit entre las estaciones de Banadía y Samoré por medio de un bunker de interconexión. Fue construido en el año 2011 por la Unión Temporal Gibraltar.

Características técnicas

Acero:	API 5L X42, Acero al carbon.
Diámetro pulg:	NPS 4" OD 4,5" Espesor: 0,237"
Recubrimiento:	(FBE) Fusion Bonded Epoxic
Presión de diseño-Psig:	1.560
Presión de operacion-Psig:	1.000
Caudal de diseño BPD:	20.000
Caudal de operación BPD:	10.000

Capacidad de Bombeo

Caudal entre 700 y 800 BPD @ 880 PSI

Capacidad de almacenamiento de crudos

2 tanques de 5.000 BLS cada uno, para un total 10.000 BLS

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

Cargadero con 1 Bahías, en uso con un brazo.

Generación de Energía

Red eléctrica.

Capacidad operativa y Efectiva

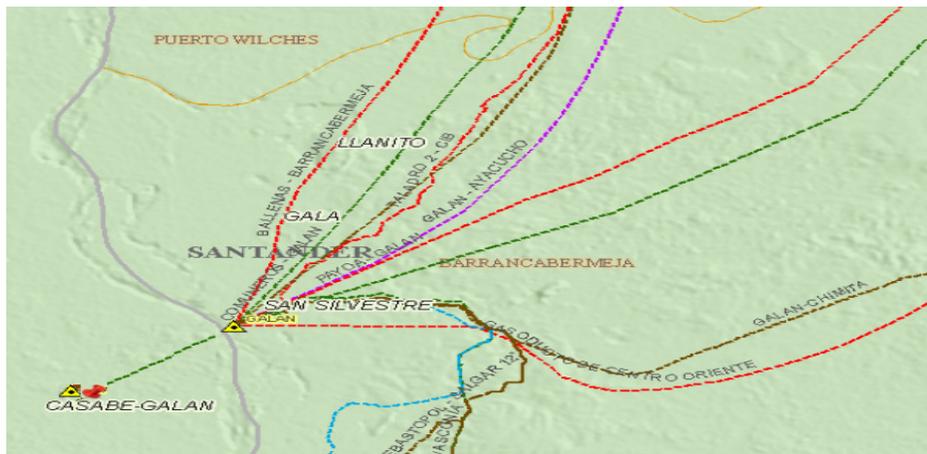
Capacidad Nominal de Transporte (KBPD):	3200 BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD):	3040 BPD

6. OLEODUCTO CASABE-GALAN

Versión	Páginas
2	48 de 76

Diámetro:	16/12/16 In
Longitud:	9,415 Km
Nodo de entrada:	Estacion Condor (saliendo de Casabe)
Nodo de salida:	Casa Bombas 8 GRB
Estaciones intermedias:	N/A
API:	21,4-22
Viscosidad:	125,81 a 100 F o 94,99 a 40 °C / 57,73 a 50 °C
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	100% ECP
Fecha operación o capitalización:	31/12/1987

Planimetría



Descripción

El Oleoducto Casabe - Galán es una línea compuesta por tres tramos, el primero de ellos sale de la estación Cónдор en campo Casabe en una línea aérea de 16" de diámetro, cuenta con 23 cruces de vías y un cruce subfluvial en el río Magdalena, tiene cuatro válvulas de seccionamiento. Este tramo termina en la base militar aldeaña a la puerta norte de refinería Barrancabermeja en donde finaliza en una trampa de raspadores. De allí se deriva en un segundo tramo en tubería de 12" con el cual ingresa a predios de refinería Barrancabermeja, este tramo también es aéreo y entra a compartir los bancos de tubería de la refinería hasta llegar a un tercer tramo de 10" con el que finaliza su recorrido en Casa Bombas 8 de la refinería Barrancabermeja.

Características técnicas

Acero:	API 5L Grado B
Diámetro 16":	9.525 m, Schedule 40 (12,7 mm)
Diámetro 12":	599 m, Schedule 40 (10,31 mm)
Diámetro 10":	111 m, Schedule 40 (9,27 mm)
Recubrimiento aéreo:	Anticorrosivo alquídico de 3 mils de espesor Acabado ECP 100 alquídico de 3 mils de espesor
Recubrimiento enterrado:	Alquitrán de hulla sin espesor definido Cruce subfluvial dirigido y cementado

Capacidad de Bombeo

La Estación de Bombeo Casabe cuenta con un sistema de bombeo compuesto por cinco bombas de tornillo (desplazamiento positivo) con capacidad nominal por bomba de 401 galones por minuto a 500 psi.

Capacidad de almacenamiento de crudo

La Estación de Bombeo Casabe cuenta con tres tanques de almacenamiento de Crudo, con una capacidad nominal total de 109.000 barriles (El K01 con 42.000 barriles de capacidad nominal. El K02 con 42.000 barriles de capacidad nominal. El K03 con 25.000 barriles de capacidad nominal)

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

No se tienen cargaderos ni descargaderos en la Estación de Bombeo Casabe

Generación de Energía

En el área de la Estación de Bombeo Casabe se tiene un centro de generación de energía con gas proveniente del anillo de gas del campo Casabe. Esta generación es producto del gas de las Estaciones de Recolección y Tratamiento del campo Casabe y no tiene relación con la operación de la Estación de Bombeo ni del Oleoducto.

Centro de generación de energía Casabe (3-9-2020)	0,7 MW
Centro de generación de energía Casabe Sur (3-9-2020)	2,5 MW

Capacidad operativa y efectiva

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD)	63.600	BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD)	60.420	BPD

7. LEODUCTO YARIRI-COMUNEROS

Diámetro:	18 In
Longitud:	20,027 Km
Nodo de entrada:	Estacion Yariri (Isla 6)
Nodo de salida:	Interconexión Comuneros - CENIT
Estaciones intermedias:	N/A
API:	19,91
Viscosidad:	212,93 @ 100 °F
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH
Capacidad contratada:	100% ECP
Fecha operación o capitalización:	31/01/1980

Planimetría



Descripción

Oleoducto que permite evacuar los Crudos del campo Cantagallo mediante la estación deshidratadora Isla VI y llevarlos hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia la planta Ayacucho de Cenit mediante la interconexión en el municipio de Comuneros a las líneas de 8", 14" y 18" de Cenit. A lo largo de su trayectoria se encuentra enterrada y cuenta con 2 válvulas de seccionamiento.

Versión	Páginas
2	51 de 76

Características técnicas

Acero:	API 5L Grado B
Diámetro 18":	20.054 m, schedule STD (9,53mm)
Recubrimiento aéreo:	No aplica.
Recubrimiento enterrado:	Alquitrán de hulla sin espesor definido

Capacidad de Bombeo

56.000 BOPD

Capacidad de almacenamiento de Crudos

120.000 Bls.

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

No cuenta con esta facilidad.

Generación Energía

Centro de generación de energía Yariguí 7,4 MW

Centro de generación de energía Cantagallo 3,4 MW

Capacidad operativa y efectiva

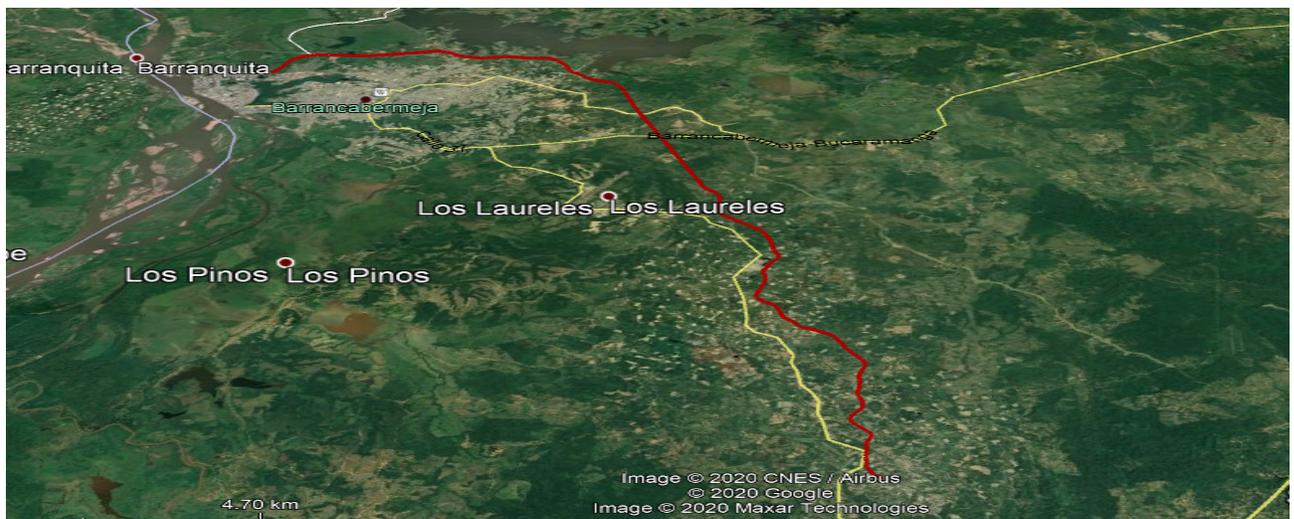
Capacidad Nominal de Transporte (KBPD): 21100 BPD

Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD): 20040 BPD

8. LEODUCTO EL CENTRO-GALAN

Diámetro:	12 in
Longitud:	25,72 Km
Nodo de entrada:	Estación Deshidratadora (campo El Centro)
Nodo de salida:	Estación Galán
Estaciones intermedias:	N/A
API:	25,42
Viscosidad:	31,62 A 100 F
Propiedad:	100% ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH-OXY
Capacidad contratada:	Modalidad Ship or Pay: 7.000 BPD y Ship and Pay: hasta 8.000 BPD adicionales*
Fecha operación:	31/07/1988

Planimetría



Descripción

El oleoducto ELC-GRB transporta los crudos desde El Centro hasta Casa Bombas 8 en la Refinería de Barrancabermeja. Actualmente el oleoducto es compartido entre los campos la Cira Infantas y Lisama, operando 24 horas diarias. La frecuencia semanal de bombeo es de 6,5 días para la Gerencia de La Cira y 0,5 días para la Gerencia de Mares.

Características técnicas

La planta deshidratadora Lisama: posee tres (3) bombas centrífugas P0206 A/B/C, estas bombas están conectadas a los tanques TK-0202 y TK-0203. El petróleo es bombeado según programación por una línea que interconecta con la línea de 12" denominada oleoducto El Centro - Barrancabermeja. Se coordina bombeo con el campo La Cira Infantas debido a que

se comparte la línea para el bombeo a refinería generalmente una vez por semana, Durante el bombeo operan dos (2) bombas en paralelo con una capacidad de bombeo de 2400 BPH.

DESHIDRATADORA		PARAMETRO		VARIABLES		TIPO	FLUIDO
Despacho	Cantidad	CAUDAL		Presion descarga	Temperatura		
		BPH	GPM	psig	°F		
Bomba	3	1200	840	270	95	Tornillos	Petróleo

Presión de Diseño (PSI)	1184
Temperatura de Diseño (°C)	60
Presión de Operación (PSI)	350
MAOP (PSI)	700
T operación (°C)	49
SMYS (Psi)	42000
SMUTS (Psi)	60000
Sistema de Protección Catódica	Corriente Impresa – Cruce Subfluvial

Capacidad de almacenamiento de Crudos

Se cuenta con una capacidad de almacenamiento nominal combinada de 87200 barriles.

La Planta deshidratadora Lisama cuenta con 6 tanques 3 de recibo y dos de fiscalización:

- **Tanques de recibo: TK-101** de techo cónico fijo, con capacidad nominal de 7200 barriles, y el tanque **TK-102** de techo cónico fijo, con capacidad nominal de 20.000 barriles. En los tanques se realiza el proceso de recibo y almacenamiento del líquido provenientes del campo
- **TK-02:** Tanque de techo cónico fijo de capacidad nominal de 10.000 barriles. Utilizado para el recibo de condensados y crudos de otros campos.
- **Tanque de reposo TK-01:** La línea para direccionamiento de petróleo, que sale del tratador se conecta a un manifold distribuidor que permite la alineación del petróleo al tanque de reposo TK-01, en esta vasijas el petróleo que ha sido objeto del tratamiento termo-electrostático continua con el proceso de separación mecánica del agua emulsionada y luego de estabilizado y del drenaje de agua el producto es despachado con el sistema de bombas de trasiego a los tanques de transferencia de custodia TK-0202 y TK-0203.

PLANTA DESH LISAMA	DIMENSIONES			FLUIDO		TIPO	FUNCIÓN	
	Tanque	Diametro	Altura	Volumen	Petróleo			Temperatura
		ft	ft	Bbls	API°			°F
TK-01	50	30	10000	31	95	Afmosferico	Almacenamiento	
TK-02	50	30	10000	31	95	Afmosferico	Almacenamiento	
TK- 202	70	30	20000	31	95	Afmosferico	Almacenamiento	
TK- 203	70	30	20000	31	95	Afmosferico	Almacenamiento	

Versión	Páginas
2	54 de 76

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

Se cuenta con facilidades para la descarga de condensados para ser almacenados en el TK-02.

Generación Energía:

Sin generación eléctrica, toma la energía de la red nacional.

Capacidad operativa y efectiva

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD):	50500 BPD
Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD):	45450 BPD

Versión	Páginas
2	55 de 76

9. OLEODUCTO TECA-VASCONIA

Diámetro:	20 In
Longitud:	4,066 Km
Nodo de entrada:	Estacion Teca
Nodo de salida:	Estacion Vasconia
Estaciones intermedias:	N/A
API:	12,31
Viscosidad:	5096 a 100 F
Propiedad:	100 % ECP
Remitentes:	Ecopetrol-ANH-Mansarovar-OXY
Capacidad contratada:	Mansarovar: SaP 2000 BPD y OXY: 250 BPD
Fecha operación o capitalización:	31/12/2009

Planimetría

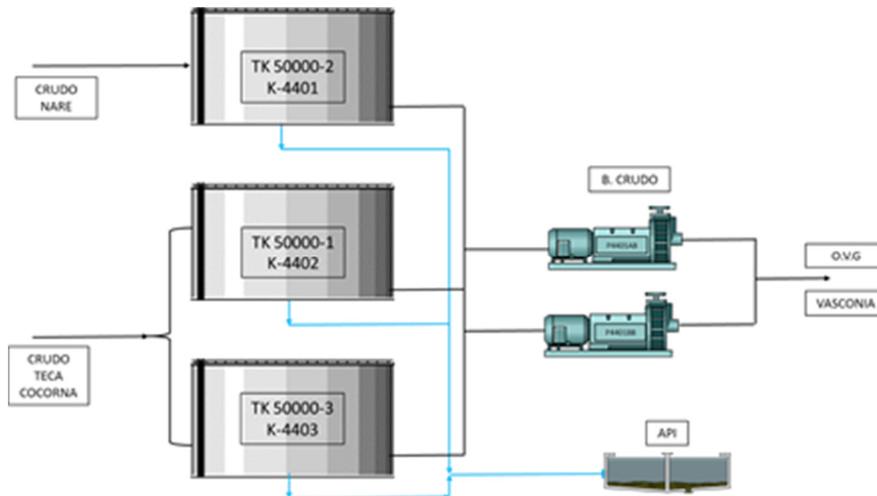


Descripción

El campo Área Teca-Cocorná, recibe crudo de pozos de producción propios del campo ÁREA TECA-COCORNA y del campo NARE proveniente de la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd. El crudo recibido es almacenado en tres tanques de techo flotante: 50000-1/K-4401, 50000-2/K-4402 y 50000-3/K-4403 con capacidad de 50.000 Bbls cada uno, luego este crudo es despachado hacia la planta Vasconia o el oleoducto OVG dependiendo del producto que se vaya a bombear. La contabilización volumétrica del crudo despachado, recibo y existencias se realiza por medición manual estática de tanques por diferencial de niveles a través de cinta y reportado en el sistema oficial AVOCET a través del área de estadística del campo.

Características técnicas

El oleoducto Teca-Vasconia tiene 4.067 metros de tubería en diámetro de 20", dentro de las especificaciones técnicas se encuentran: E: 0.406 Diámetro: 20" E: 0.375 Diámetro: 20" L: 2.581 FT L: 10.727,6 FT Tipo: 5LX - 42 Volumen de llenado: 4.800 Barriles y tiene dos bombas de 700 BLS/hora.



Capacidad de almacenamiento de crudos

TK K-4401 de capacidad de 50.000 Bbls.

TK K-4403 de capacidad de 50.000 Bbls

TK 50000-2 capacidades de 50.000 Bbls

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos

Tiene facilidades de Cargadero pero no están operativas a la fecha.

Generación Energía

Eboteca se alimenta de la Subestación Eléctrica que está en Módulo1, la cual proviene de la Subestación Eléctrica de Cocorna (manejada por EPM) y que pertenece al STN de 110 KV a la cual se compra la energía eléctrica.

Capacidad operativa y efectiva

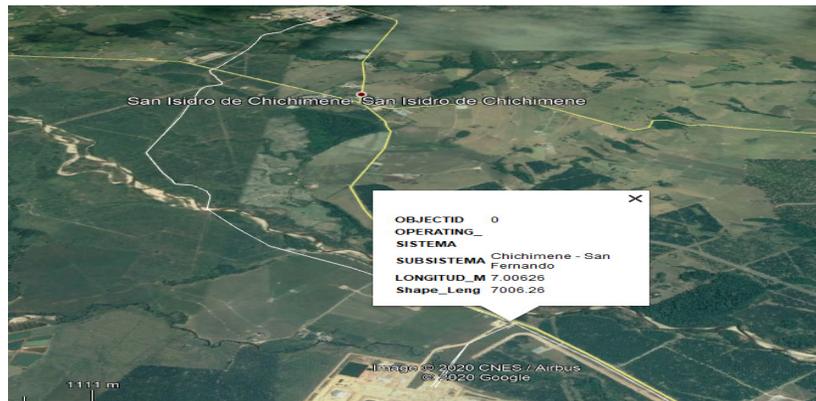
Se opera con una unidad de bombeo de dos disponibles de 12.000 BD.

Versión	Páginas
2	57 de 76

10. OLEODUCTO CHICHIMENE-SAN FERNANDO

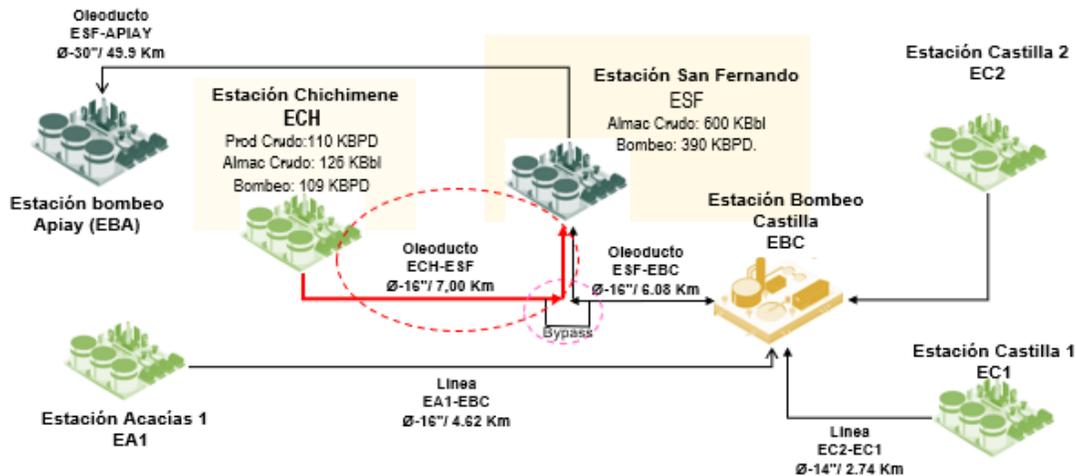
Diámetro:	16 In
Longitud:	7 Kms
Nodo de entrada:	Estación Chichimene
Nodo de salida:	Estación San Fernando (Cenit)
Estaciones intermedias:	N/A
API Salida:	16,5° y 18,3°
Viscosidad Salida:	500 cSt 30°C y 770 cSt 30°C
Propiedad:	VRO-VDP
Remitentes:	ECP, REPSOL Y ANH
Capacidad contratada:	Repsol contrato SaP
Fecha operación o capitalización:	1/01/2018

Planimetría



Descripción

El bombeo en este tramo de oleoducto se hace desde los tanques de la estación Chichimene hasta los tanques de la planta San Fernando, a través de 5 bombas principales del tipo 3 tornillos equipadas con variadores de velocidad electrónico VFD



Características técnicas:

El oleoducto Chichimene-San Fernando en tubería de 16" tiene una longitud de 7 Km y una elevación de 482 m en Chichimene y de 429 m en San Fernando para una diferencia de altura de 53 m (que se traducen en una presión estática de 71 psig en San Fernando).

Capacidad de Bombeo- Estación Chichimene:

En la Estación Chichimene se tienen los siguientes activos a disposición de la operación de transporte:

- A) Trampa de lanzamiento de raspadores, de diámetro 16", utilizada para el recibo y/o lanzamiento de herramientas de limpieza interna del ducto.
- B) 3 medidores de desplazamiento positivo, con los cuales se mide el despacho de hidrocarburos hacia la estación San Fernando, cada medidor tiene una capacidad de 1400 bph, para un total de 4200 barriles por hora, su construcción y puesta en servicio data del año 2009.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

Capacidad de almacenamiento de crudo: 126 Kbls

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos:

Descargadero de nafta con 5 bahías

Generación Energía:

Red eléctrica

Capacidad operativa y efectiva

Capacidad de diseño (KBPD): **120 KBDO**

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD): 120.000

Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD): 109.000

11. OLEODUCTO CASTILLA-SAN FERNANDO

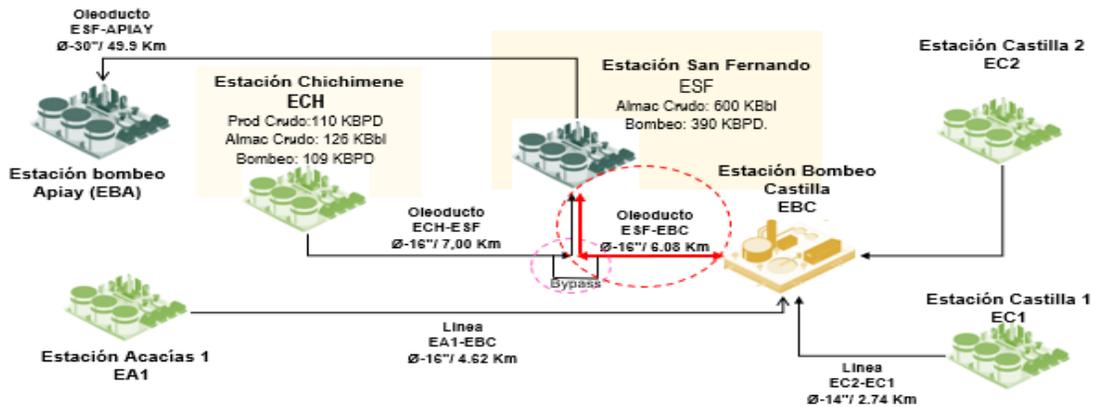
Diámetro:	16 In
Longitud:	6,08 km
Nodo de entrada:	Estación Castilla 2 VIT
Nodo de salida:	Estación San Fernando (Cenit)
Estaciones intermedias:	N/A
API Salida:	14,6° y 14,9°
Viscosidad Salida:	1443 cSt 30°C y 1900 cSt 30°C
Propiedad:	VRO-VDP
Remitentes:	ECP-ANH
Capacidad contratada:	
Fecha operación o capitalización:	1/01/2018

Planimetría.



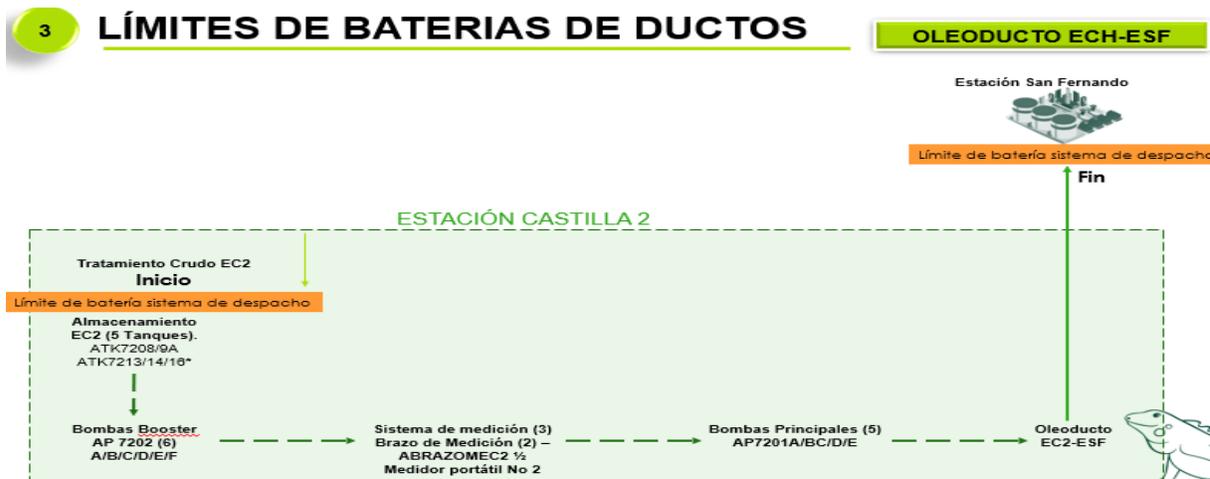
Descripción

Los crudos producidos por las estaciones Acacias y Castilla 2 se recolectan en los tanques de la planta Castilla 2 y son enviados a San Fernando a través de la reversión de una parte del antiguo oleoductos Chichimene-Castilla 2-VIT, tiene una tubería de 16" y una elevación de 394 m en Castilla 2-VIT y de 249 m en San Fernando para una diferencia negativa en altura de 35 m (que corresponde a una presión estática en Castilla 2-VIT de 42 psig).



Características técnicas:

El bombeo en este tramo de oleoducto se hace desde los tanques de la planta Castilla 2-VIT hasta los tanques de la planta San Fernando a través de 5 bombas principales Booster del tipo 3 tornillos equipadas con variadores de velocidad electrónica, VFD y 3 bombas centrífugas, una con motor eléctrico y 2 con motor de diesel.



Capacidad de Bombeo:

El oleoducto cuenta con capacidad de 150.000 BD

Capacidad de almacenamiento de crudos:

Versión	Páginas
2	61 de 76

Nivel máximo / Volumen Aforo

ATK-7213:10000mm (41418,87 Barriles)

ATK-7214:10300mm (42705,92 Barriles)

ATK-7216:11600mm (43949,49 Barriles)

ATK7209A: (8000 Barriles)

ATK7208 (8000 Barriles)

Disponibilidad de cargaderos y descargaderos:

No dispone de cargadero y descargadero.

Generación Energía:

Red Eléctrica ATC: 35 MWH/hora/día

Cada bomba opera a 510hp y 60hz x bombas = 2000hp * 0.746 * 24 = 35MWH/hora/día

Capacidad operativa y efectiva

Capacidad de diseño (KBPD): 150 KBDO

Capacidad Nominal de Transporte (KBPD): 150000

Capacidad Efectiva de Transporte (KBPD): 144000

Versión	Páginas
2	62 de 76

2. ANEXO 2 - PROCEDIMIENTO ELABORACIÓN DE BALANCE VOLUMETRICO.

1. Los balances volumétricos de los oleoductos seguirán los procedimientos descritos en el Manual de Contabilización de Hidrocarburos y Biocombustibles de Ecopetrol S.A.

Abajo presentamos algunos apartes de este documento:

Se describe en los siguientes apartes, los registros necesarios para la construcción del balance:

- 1) Registro de la cantidad neta a condiciones estándar de producto correspondiente a todas y cada una de las entradas de producto al sistema, reportadas durante el período definido.
- 2) Registro de la cantidad neta a condiciones estándar de producto correspondiente a todas y cada una de las salidas de producto del sistema, reportadas durante el período definido.
- 3) Registro de la cantidad neta a condiciones estándar de producto correspondiente al inventario total de todos y cada uno de los productos presentes en el sistema, a la hora pactada para la finalización del período definido.
- 4) Registro de la cantidad neta a condiciones estándar de producto que se reporta como pérdida identificada (PI) y que cumple los requisitos para ser considerada como tal, reportada durante el período definido.
- 5) En ECOPETROL S.A., la correlación entre la información obtenida de inventarios, entradas y salidas, se establece mediante la siguiente ecuación:

$$S - E + I_f - I_i = 0 \quad (\text{Ecuación 1})$$

En donde:

S: Salidas totales de producto del sistema durante el período establecido.

E: Entradas totales de producto al sistema durante el período establecido.

I_f : Inventario de producto final total. Inventario total de producto al final del período establecido.

I_i : Inventario de producto inicial total. Inventario total de producto al inicio del período establecido.

En caso de que el desarrollo matemático, después de haber tenido la precaución de alimentar los datos en el mismo sistema de unidades, resulte en un valor diferente a cero (0) significa que el sistema presenta una diferencia que debe interpretarse como un desbalance. Según la ecuación 1, si el resultado es un número negativo, se presenta una pérdida de producto. Por el contrario, si el resultado es un número positivo, se

presenta una ganancia de producto. El resultado normal es la pérdida total de producto que se ha presentado durante la operación del sistema en el período establecido.

De tal manera que:

$$S - E + I_f - I_i = P_t \quad (\text{Ecuación 2})$$

En donde:

- S: Salidas totales de producto del sistema durante el período establecido.
- E: Entradas totales de producto al sistema durante el período establecido.
- I_f : Inventario de producto final total. Inventario total de producto al final del período establecido.
- I_i : Inventario de producto inicial total. Inventario total de producto al inicio del período establecido.
- P_t : Pérdida total de producto durante el período establecido.

Las pérdidas totales, que equivalen a producto que sale del sistema, independiente de si lo hace en forma líquida o gaseosa y que son determinadas según el procedimiento anterior, se clasifican en **pérdidas identificadas** (PI) y **pérdidas no identificadas** (PNI).

De tal manera que:

$$P_t = PI + PNI \quad (\text{Ecuación 3})$$

En donde:

- P_t : Pérdida total de producto ocurrida durante el período establecido.
- PI: Pérdidas identificadas totales de producto, ocurridas durante el período establecido.
- PNI: Pérdidas no identificadas totales de producto, ocurridas durante el período establecido.

El criterio utilizado para esta clasificación es el hecho de que las causas de las pérdidas puedan, o no, ser conocidas y por lo tanto determinado su valor.

La anterior expresión se puede incluir en la ecuación básica de un balance, con lo cual se obtiene:

$$PNI = S - E + I_f - I_i - PI \quad (\text{Ecuación 4})$$

PNI: Pérdidas no identificadas totales de producto, ocurridas durante el período establecido.

- S: Salidas totales de producto del sistema durante el período establecido.
- E: Entradas totales de producto al sistema durante el período establecido.
- I_f : Inventario de producto final total. Inventario total de producto al final del período establecido.
- I_i : Inventario de producto inicial total. Inventario total de producto al inicio del período establecido.
- PI: Pérdidas identificadas totales de producto, ocurridas durante el período analizado.

Versión	Páginas
2	64 de 76

2. Variables presentes en la ecuación de balance de cantidad

Es necesario recalcar la importancia de medir la cantidad real de todos y cada uno de los productos que están en el sistema aún sin importar si el recurso no reporta movimiento de producto en el período del balance. Es necesario establecer la cantidad de producto en tránsito porque éste afecta el balance.

Deben reportarse todos los movimientos, tanto de entrada como de salida, aún si una entrada en un momento determinado está relacionada con una salida posterior o viceversa.

Las cifras deben ser reportadas en el mismo tipo de unidades, en condiciones estándar, con el objeto de hacer correctamente las operaciones matemáticas correspondientes.

Las variables correlacionadas en la ecuación básica de un balance de cantidad de producto, son:

Inventario inicial

Es la cantidad total de producto existente al inicio del periodo previamente establecido en el sistema particular para el cual se está elaborando el balance. Corresponde al valor resultante en la medición y consolidación de cantidad, determinado mediante la aplicación de los procedimientos corporativos. Deben realizarse mediciones de todos los productos en todo el sistema. Debe tenerse en cuenta en el balance las existencias totales de producto en tanques, incluyendo los fondos no bombeables. Debe tenerse en cuenta la existencia de producto en líneas internas del sistema, aún si no están en servicio.

En el caso de que un tanque esté temporalmente fuera de servicio pero tenga en su interior una cantidad de producto, considerado como remanente, esta cantidad debe tenerse en cuenta en el inventario del sistema. Es posible hacer la consolidación por producto, por sitio dentro del sistema, por propietario, etc.

Entradas

Es la sumatoria de todas las cantidades de producto que ingresan al sistema durante el período considerado. Los valores utilizados en el balance, deben ser determinados mediante la aplicación de los procedimientos corporativos establecidos para la medición y consolidación de cantidades. Es posible hacer la consolidación por producto, por modalidad de transporte, por propietario, por modalidad de recibo (Planta, unidad, tanque), etc. Dentro de las entradas de producto a un sistema deben considerarse los recibos de producto proveniente de cualquier medio de transporte (ducto, carrotanque, etc) independientemente de que sea una operación regular o esporádica. Deben realizarse mediciones de todos los productos que entran al sistema.

Salidas

Es la sumatoria de todas las cantidades de producto que salen del sistema durante el periodo considerado. Productos tales como las borras o lodos que se retiran, por ejemplo, de un tanque cuando se saca de servicio a mantenimiento deben ser tenidos en cuenta en los balances. Los valores a tener en cuenta en el balance, deben ser determinados mediante la aplicación de los procedimientos corporativos establecidos para la medición y consolidación de cantidades. Dentro de las salidas de producto de un

Versión	Páginas
2	65 de 76

sistema deben considerarse tanto las entregas de producto a cualquier medio de transporte (ducto o carrotanque) independientemente de que sea una operación regular o esporádica, como lo correspondiente al desecho de lodos o borras de un tanque. Deben realizarse mediciones de todos los productos que salen del sistema. Es posible hacer la consolidación por producto, por modalidad de transporte, por transferencias internas, por propietario, etc.

Inventario final

Es la cantidad total de producto existente al finalizar el período fijado en el sistema establecido para que en él se realice el balance. Corresponde al valor resultante en la medición y consolidación de cantidad, determinado mediante la aplicación de los procedimientos establecidos para la medición. Deben realizarse mediciones de todos los productos en todo el sistema. Debe tenerse en cuenta en el balance las existencias totales de producto en tanques, incluyendo los fondos no bombeables. Debe tenerse en cuenta la existencia de producto en líneas internas del sistema, aún si no están en servicio. En el caso de que un tanque esté temporalmente fuera de servicio pero tenga en su interior una cantidad de producto, considerado como remanente, esta cantidad debe tenerse en cuenta en el inventario del sistema. Es posible hacer la consolidación por producto, por sitio dentro del sistema, por propietario, etc.

Pérdidas totales

Se conoce como pérdidas totales al resultado matemático obtenido al desarrollar la ecuación de balance (ver Ecuación 2). Es necesario verificar que las cifras correspondientes a las variables dentro de la ecuación fueron utilizadas en el mismo sistema de unidades. Corresponde a una salida de producto. Comprenden tanto las pérdidas identificadas (*PI*), como las pérdidas no identificadas (*PNI*).

Pérdidas identificadas, PI

Corresponde a la sumatoria de todas las cantidades de producto perdido, como consecuencia de todos los eventos que están debidamente soportados y relacionados en las bitácoras operacionales elaboradas durante la operación del sistema, en el período establecido o informes generados dentro del período definido. Corresponde a una salida de producto. Su valor puede ser el resultado de una medición, una inferencia o una estimación.

Pérdidas no identificadas, PNI

Es el valor resultante de descontar el valor de las pérdidas identificadas (*PI*), del valor de las pérdidas totales (*Pt*) (ver Ecuación 3). Corresponde a la salida de producto no conocida ni explicada por alguna anotación en los reportes operacionales, es decir, que no se conoce su causa.

3. Metodología para la generación de balances de cantidad

La metodología a utilizar para la generación de un balance de cantidad en cualquier elemento operativo que sea establecido como sistema, se basa en las siguientes actividades:

Descripción del procedimiento

En la siguiente tabla se relacionan las actividades secuenciales a desarrollar para la elaboración de un balance de cantidad, en concordancia con los aspectos establecidos en los apartes anteriores.

Nº	Actividades	Observaciones
1	Obtener las existencias iniciales de todos los productos en el sistema, según los parámetros del balance a realizar.	Corresponde a la consolidación de los registros válidos del inventario de producto al inicio del período establecido que cubre el balance a realizar. Debe corresponder a los registros de las mediciones que fueron efectuadas según los procedimientos corporativos aprobados.
2	Obtener los valores de todas las cantidades de producto en las operaciones de entrada al sistema, cuyo balance se está calculando.	Corresponde a la consolidación de los registros válidos de todas las entradas de producto, al sistema, efectuadas dentro del período que cubre el balance. Debe corresponder a los registros de la medición que fue efectuada según los procedimientos corporativos aprobados.
3	Obtener los valores de todas las cantidades de producto en las operaciones de salida del sistema, cuyo balance se está calculando.	Corresponde a la consolidación de los registros válidos de todas las salidas de producto, del sistema, efectuadas dentro del período que cubre el balance. Debe corresponder a los registros de la medición de cantidad y calidad que fue efectuada según los procedimientos aprobados en el MMH.
4	Obtener las existencias finales de todos los productos, según los parámetros del balance a realizar.	Corresponde a la consolidación de los registros válidos del inventario de producto al final del período que cubre el balance a realizar. Debe corresponder al registro de la medición de cantidad y calidad que fue efectuada según los procedimientos aprobados en el MMH.
5	Desarrollar la ecuación básica de un balance en un sistema (Ecuación 1).	Como resultado se obtiene el valor de las pérdidas totales de producto que se presentaron en el sistema cuyo balance se está realizando, durante el periodo considerado.
6	Totalizar las pérdidas reportadas en los informes operacionales (bitácoras) del período en el cual se está desarrollando el balance de Cantidad de producto.	Como resultado se obtienen las pérdidas identificadas (<i>PI</i>), que se presentaron en el sistema cuyo balance se está realizando, durante el periodo considerado. La liquidación o cálculo debe ser realizada utilizando procedimientos aprobados por ECOPETROL S.A. Cada pérdida identificada (<i>PI</i>) de producto debe tener los respectivos Soportes de auxiliaridad y las metodologías de cálculo aprobadas.
7	Totalizar las pérdidas no identificadas (<i>PNI</i>), del período en el cual se está desarrollando el balance de	Las pérdidas no identificadas (<i>PNI</i>) de producto se obtienen descontando de las pérdidas totales de producto el valor calculado como pérdidas identificadas (<i>PI</i>) de producto.

cantidad de producto.	
-----------------------	--

Particularidades de los balances de cantidad

Cualquier balance de cantidad de hidrocarburos y/o biocombustibles deberá cumplir con las generalidades dadas en los apartes anteriores, sin embargo, para cada sitio y/o área en particular se tendrán que tener en cuenta las condiciones específicas de dicho sistema, con el objeto de aplicar las condiciones especiales que se puedan presentar frente a las eventuales variaciones en la ecuación fundamental del balance a nivel operativo.

El Transportador entregará mensualmente a los remitentes los balances oficiales de los oleoductos donde no aplique CVC, describiendo las entradas, inventarios, salidas, pérdidas, consumos y demás movimientos en detalle.

3. ANEXO 3 - COMPENSACIÓN VOLUMETRICA POR CALIDAD (CVC)

El balance volumétrico lo realizará el Transportador con periodicidad mensual con el fin de establecer los volúmenes entregados por cada Remitente al Oleoducto, las Perdidas Identificables, las Perdidas No Identificables, los consumos, las variaciones de inventario y los ajustes por calidad si este último fuera aplicable.

PÉRDIDAS

- Todas las Pérdidas Identificables y las Pérdidas No Identificables serán asumidas por cada uno de los Remitentes, de manera proporcional al volumen que entra al sistema de transporte, sin importar la longitud del Trayecto que el Crudo recorra.
- Las Pérdidas No identificables que constituyen la tolerancia normal en el transporte, no excederán el 0,5% del volumen transportado. Los Remitentes asumirán las pérdidas no identificables hasta el porcentaje de tolerancia establecido.
- El Transportador compensará a los Remitentes por las Pérdidas No Identificables que excedan de la tolerancia máxima; y por las Pérdidas Identificables siempre que no se demuestre que fueron causadas por: fuerza mayor o aso fortuito, causa extraña, vicio inherente de los productos transportados, culpa imputable al Remitente, o hecho de un tercero ajeno al servicio de transporte o al Contrato de Transporte de que se trate.

CONSUMOS DE CRUDO

El Transportador asume la totalidad de los costos de crudo para consumo donde aplique.

COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD – CVC

METODOLOGÍA PARA VALORACIÓN DE LOS CRUDOS

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 diferentes de los Crudos Entregados al Oleoducto por cada uno de los Remitentes. Debido a las diferentes calidades del Crudo Entregado al Oleoducto, algunos Remitentes Retirarán Crudo de un mayor valor del que Entregaron, mientras que otros Retirarán Crudo de un valor inferior al del Crudo que Entregaron al Oleoducto.

Versión	Páginas
2	68 de 76

2. En cualquier Nodo de Entrada del Oleoducto donde confluyan dos o más corrientes de Crudo con diferente calidad 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. 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 de los Crudos Entregados en el Oleoducto, se debe establecer un procedimiento de CVC.
4. El Transportador establecerá procedimientos detallados para la CVC siguiendo como mínimo los siguientes lineamientos:
 - a) El Transportador administrará el 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.
 - b) El Transportador deberá establecer mensualmente los coeficientes para ajustes de calidad y azufre de conformidad con los criterios aquí establecidos.

La CVC será asumida en especie, es decir su ajuste corresponderá a un volumen cedido o ganado por cada remitente. Para cualquier Mes de Operación, la cantidad de Crudo correspondiente de cada Remitente del Oleoducto deberá:

1. Reducirse si dicho Remitente del Oleoducto Entrega Crudo de menor calidad que la calidad promedio de la mezcla,
2. Incrementarse si dicho Remitente del Oleoducto Entrega Crudo de una calidad más alta que la calidad promedio de la mezcla.
 - a) Cada Mes de Operación, el Transportador medirá los volúmenes entregados por los Remitentes y determinará el promedio ponderado de los parámetros de calidad oficiales del mes de los Crudos Entregados, las cuales se aplicarán para la CVC.
 - b) El Transportador calculará los ajustes al volumen para cada Remitente 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.
 - c) Los Remitentes reconocen que los ajustes a sus volúmenes de Crudo a Retirar como resultado de estos principios y procedimientos de la CVC, podrán afectar el volumen del Crudo para un Retiro posterior.
 - d) Los Remitentes tienen derecho de revisar los cálculos del Transportador con relación a los ajustes por CVC y a la debida aplicación de este procedimiento.

Las Partes podrán revisar conjuntamente:

- a) La idoneidad de la canasta de Crudos de referencia en cuanto a sus términos de calidad.

Versión	Páginas
2	69 de 76

- b) La información sobre precios disponibles al público.
- c) Los cálculos de los coeficientes y de los volúmenes ajustados.
- d) Se desarrollará una base de datos de la gravedad API y el contenido de azufre para los Crudos Entregados, de muestras confiables de laboratorio de los flujos de Crudo.

Los datos de la calidad del Crudo deben cumplir con los siguientes criterios:

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 esté Entregando.

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 Año Fiscal.

2.1 METODOLOGÍA PARA VALORACIÓN DE LOS CRUDOS

Mediante el uso de una canasta de Crudos de referencia se determinará la variación en precio con relación con el grado API y el contenido de azufre para los Crudos Entregados. 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 de América con gravedad API y contenido de azufre.

Se podrá, adicionalmente, utilizar una metodología diferente como valoración por cortes por destilación de los Crudos y de tal forma desarrollar el procedimiento en base a estos resultados.

2.1.1 CANASTA DE CRUDOS DE REFERENCIA

- a. La canasta de Crudos a utilizar debe siempre incluir un conjunto de crudos con calidades que cubran el rango de calidad de cada sistema de transporte, teniendo en cuenta que la regresión multivariable cumpla los requisitos de cálculos aceptable estadísticamente ($R^2 > 0,8$). Esta canasta de Crudos de referencia, con precios y calidades 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. Se revisara anualmente la canasta de Crudos o cuando se considere necesario.

2.1.2 PRECIOS DE LOS CRUDOS DE LA CANASTA EN LA COSTA DEL GOLFO.

El precio que se asigna a cada crudo de la canasta, corresponde a precios del mercado internacional, publicados en revistas especializadas, como Platts, Opis o Argus, según se defina. Los precios utilizados son los de "United States Gulf Coast" (USGC). Y para el cálculo del precio de cada Crudo se utiliza el promedio aritmético del precio de los últimos 3 meses, incluido el del Mes de Operación para el que se va a calcular la CVC.

Versión	Páginas
2	70 de 76

2.1.3 REGRESIÓN LINEAL DE PRECIOS, GRAVEDAD Y AZUFRE.

- Para determinar los coeficientes de gravedad API y azufre se deben correr regresiones lineales o correlación multivariable, obteniendo las constantes para la ecuación 1.
- 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:

$$PR = B_0 + B_1 * DR + B_2 * \%S \text{ (Ecuación 1)}$$

En donde:

- PR = Precio de crudo [USD/bbl]
- B_0 = Intercepción Y determinada de la regresión lineal [\$/bbl]
- B_1 = Coeficiente de gravedad API determinado a través de regresión lineal [USD / Densidad Relativa]
- DR = Densidad Relativa
- B_2 = Coeficiente de azufre determinado a través de la regresión lineal [\$/%S-bbl] (número negativo)
- $\%S$ = Contenido de azufre [porcentaje en peso/peso]

2.1.4 AJUSTE DE COMPENSACION DE VOLÚMEN POR REMITENTE

- Se calcula la valoración del Crudo por Remitente en el Punto de Entrada utilizando la Ecuación 1. 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 Entregado por Remitente.
- Se suman las valoraciones de todos los Crudos movilizados en el sistema y se calcula el factor de costo de cada Remitente dividiendo la valoración de cada Remitente entre la Valoración Total de todos los Crudos transportados.
- Se calcula el volumen equivalente así: el factor de costo se multiplica por el volumen total de entrada al sistema de transporte, la resta entre el volumen equivalente y el volumen de entrada de cada Remitente es equivalente al ajuste por compensación volumétrica.
- La suma de los volúmenes a ajustar de todos los Remitentes deberá ser cero (0).

4. ANEXO 4 - MEDICIÓN DE CALIDAD, DETERMINACIÓN DE CANTIDAD Y ASEGURAMIENTO METROLÓGICO

SISTEMAS Y PROCEDIMIENTOS DE MEDICIÓN DE CANTIDADES Y DETERMINACIÓN DE CALIDAD EN LOS PUNTOS DE ENTRADA Y PUNTOS DE SALIDA

- Las cantidades volumétricas de Hidrocarburos que el Transportador acepte y programe para su transporte, se determinarán por sistemas de medición dinámicos o estáticos instalados en los Nodos de Entrada y/o Salida. No

Versión	Páginas
2	71 de 76

obstante, lo anterior en casos de falla en el sistema de medición principal, el Transportador podrá utilizar, si aplica, sistemas de medición de respaldo y métodos contingentes alternos basados en balances para determinar dichas cantidades.

- Los diferentes sistemas de medición del Transportador, o de quien éste designe estarán conformados por un conjunto de instrumentos, equipos y sistemas, procedimientos y protocolos de contingencia que garanticen la integridad, confiabilidad y seguridad de la información relacionada con la medición de cantidad (volumen, peso o masa), temperatura, presión, densidad, así como realizar muestreos y liquidar la cantidad de los hidrocarburos líquidos Entregados y Recibidos por el Remitente y el manejo de la información de cantidad resultante (contabilización volumétrica).
- La selección de tecnologías, los equipos instalados y requeridos para efectuar mediciones de cantidad, muestreo y determinación de calidad serán definidos por el Transportador tomando en consideración las calidades descritas en el presente Manual. Instrumentos, equipos, sistemas y ensayos adicionales, al igual que su aseguramiento metrológico, que sea necesario instalar, realizar y gestionar como resultado de la entrega por parte de Remitentes de Crudos mezclas o segregados por fuera de estas especificaciones, serán responsabilidad y costeados por el (los) respectivos Remitente(s).
- Las mediciones de cantidad, el muestreo y los ensayos de laboratorio requeridos para determinar la calidad de los Hidrocarburos en custodia en los Puntos de Entrega y Retiro (incluyendo el aseguramiento metrológico de instrumentos, equipos y sistemas) serán practicadas por el Transportador, o por quien éste designe, a través de los sistemas de medición que estén instalados. Estas (mediciones, muestras y ensayo) se realizarán de acuerdo con los estándares y las prácticas prevalecientes aceptadas por el API (recopiladas en MPMS), el ASTM, y las exigidas por la Regulación nacional para el Transporte por Oleoductos.
- El Transportador será responsable de los procedimientos y actividades que permitirán el aseguramiento metrológico de los instrumentos, equipos y sistemas asociados a la Medición Estática y Dinámica en los Nodos de Entrada y en los Nodos de Salida.

ASEGURAMIENTO METROLÓGICO DE INSTRUMENTOS, EQUIPOS Y SISTEMAS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y DETERMINACIÓN DE CALIDAD

- Los equipos de medición y determinación de calidad del Transportador cumplirán con un cronograma de mantenimiento e inspección; verificación, ajuste y calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas establecidas en la tabla Rutinas de Verificación/Ajuste, Mantenimiento y Calibración del Manual de Medición de Ecopetrol S.A. Estas frecuencias mínimas estarán alineadas con las recomendaciones del API MPMS, OIML y la Regulación nacional vigente para el Transporte por Oleoductos.
- Los instrumentos y equipos del Transportador empleados como patrones y probadores de equipos e instrumentos utilizados para la determinación de la cantidad de Hidrocarburos, agua, sedimento y otras variables de calidad de

los Hidrocarburos; medición de masa, peso, densidad, presión y temperatura serán calibrados por un organismo acreditado por la ONAC o quien haga sus veces.

- La verificación y calibración de los medidores de flujo de los sistemas de medición se hará cuando las circunstancias operativas lo requieran, a juicio del Transportador o por solicitud escrita recibida de un Remitente en particular. El factor de calibración de los medidores será efectivo solamente a partir de la fecha de la última calibración, una vez se asegure que los resultados se encuentran dentro de la carta de control del medidor de flujo y sea emitida la respectiva Acta de Cambios de Factores del Medidor, acta que será suscrita por las partes que intervinieron en la calibración o si esto no fuera posible, se documentará en carta del Transportador a los Remitentes. Se exceptúa de este proceso de suscripción de Actas los casos de error manifiesto, en los cuales se aplicará mientras se procede a obtener un nuevo factor de calibración del medidor, el último factor de calibración previo válido.

MEDICIÓN ESTÁTICA DE HIDROCARBUROS

Todo tanque en operación del Transportador ha sido (será) calibrado y posee una(s) tabla(s) de aforo certificada(s) por organismo(s) especializados, debidamente acreditados por la ONAC, o quien haga sus veces, para realizar aforos de tanques utilizando los métodos o procedimientos contenidos en las normas del API MPMS Capítulo 2. Estas tablas se utilizan para liquidar cantidad y para control de inventarios utilizando procedimientos de medición y liquidación descritos en el API MPMS. Si se requiere, las tablas de aforo estarán aprobadas por el MME o la entidad competente.

Las mediciones de variables de campo requeridas para la liquidación de cantidades recibidas, entregadas y almacenadas, realizadas por el Transportador o por su delegado, se rigen por los procedimientos establecidos en el API MPMS así:

- a. La medición manual del nivel de Hidrocarburo y del agua libre del tanque se realizará con cinta certificada de fondo o vacío según se estipule o requiera siguiendo los procedimientos descritos en el API MPMS Capítulo 3.1A,
- b. La determinación de la temperatura del líquido y del ambiente se realizará normalmente con un termómetro electrónico portátil de conformidad con lo establecido en el API MPMS 7.2,
- c. El muestreo manual se realizará siguiendo las instrucciones descritas en el API MPMS 8.1.

Toda medición de cantidad del hidrocarburo almacenado en los tanques, normalmente, se debe llevar a cabo una (1) hora antes y una (1) hora después de la operación de Recibo o Entrega.

El volumen neto de Hidrocarburos líquidos a temperatura y presión estándar obtenido luego de descontar el contenido de agua libre y en suspensión, y de sedimentos suspendidos, será calculado de conformidad con lo establecido en las últimas versiones de las normas API MPMS 12.1.1., para lo cual se emite un tiquete oficial de liquidación volumétrica que contiene todos los datos requeridos y obtenidos.

En general, los equipos y procedimientos utilizados por el Transportador, o por quien éste designe, para la Medición Estática y determinación de calidad de Hidrocarburos

Versión	Páginas
2	73 de 76

líquidos, aseguramiento metrológico de instrumentos, equipos y sistemas y cálculo de cantidades cumplen los requerimientos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

- a. API MPMS Capítulo 2, Calibración y aforo de tanques verticales y horizontales
- b. API MPMS Capítulo 3, Medición de tanques
- c. API MPMS Capítulo 7, Determinación de la temperatura
- d. API MPMS Capítulo 8, Muestreo
- e. API MPMS Capítulo 9, Determinación de densidad
- f. API MPMS Capítulo 10, determinación de sedimento y agua en suspensión
- g. API MPMS Capítulo 11, Factores de corrección de volumen del hidrocarburo líquido por temperatura
- h. API MPMS Capítulo 12.1.1, Factores de corrección por temperatura de lámina del tanque, cifras significativas, procesos de cálculo y definición de los términos.
- i. API MPMS Capítulo 12.1.2, para la medición de carrotanques
- j. API MPMS Capítulo 12, Sección 3, Encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de hidrocarburos livianos con crudos
- k. API MPMS Capítulo 13, para la estimación de incertidumbre
- l. API MPMS Capítulo 19, Pérdidas por evaporación.

MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS

Cada sistema de Medición Dinámica del Transportador, se encuentra conformado por dispositivos primarios, secundarios y terciarios, debidamente ensamblados y coordinados para medir y liquidar resultados de medición expresables en unidades de cantidad volumétrica o másica, según se requiera, cumpliendo los requerimientos descritos en el API MPMS Capítulos 4, 5, 6, 7.4, 8.2, 9.4, 10, 11, 12, 13, 14, 17 y 21.2.

En general, los equipos y procedimientos utilizados por el Transportador, o por quien éste designe, para medir Hidrocarburos mediante Medición Dinámica y para la determinación de calidad de Hidrocarburos líquidos, aseguramiento metrológico de instrumentos, equipos y sistemas y cálculo de cantidades, cumplen los requerimientos de las últimas versiones de las siguientes normas técnicas:

- a. API MPMS Capítulo 4, para probadores,
- b. API MPMS Capítulo 5, para medidores de flujo,
- c. API MPMS Capítulo 6, para sistemas de Medición Dinámica,
- d. API MPMS Capítulo 7, para determinación de la temperatura,
- e. API MPMS Capítulo 8, para muestreo,
- f. API MPMS Capítulo 9, para determinación de densidad,
- g. API MPMS Capítulo 10, para determinación de sedimento y agua en suspensión,
- h. API MPMS Capítulo 11, para factores de corrección del volumen del Hidrocarburo líquido por temperatura y presión,

Versión	Páginas
2	74 de 76

- i. API MPMS Capítulo 12, Sección 2, para cifras significativas, definición de los términos y procesos de cálculo de cantidades de hidrocarburos por medición dinámica,
- j. API MPMS 12.3, para encogimiento volumétrico resultante de la mezcla de Hidrocarburos livianos con crudos
- k. API MPMS Capítulo 13, aspectos estadísticos de medición y muestreo y para la estimación de incertidumbre,
- l. API MPMS 21.2, para medición electrónica de líquidos.

LIQUIDACIÓN DE CANTIDAD DE HIDROCARBUROS

Los volúmenes de Crudo que el Transportador se compromete a transportar, se determinarán utilizando los sistemas de medición que tiene el Oleoducto, siguiendo los estándares del API y ASTM. El Transportador asegurará el diligenciamiento de los formatos oficiales que tenga para cada modalidad de medición, los cuales contendrán la siguiente información como mínimo: la fecha y hora, la lectura de los medidores o las medidas del tanque o tanques de almacenamiento, antes de comenzar y después de terminar las Entregas y Retiros, la densidad API, densidades, temperaturas, presiones, porcentajes de sedimento y de agua y cualquiera otro parámetro y característica necesaria para su identificación.

Los formatos arriba mencionados se constituyen en documentos que se utilizarán también para realizar los cálculos del valor del Transporte y el ajuste por compensación volumétrica, y servirán de documentos probatorios para cualquier otro fin.

DETERMINACIÓN DE CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

El Transportador, o quien éste designe, utilizará equipos o instrumentos para la toma de muestras, de acuerdo con el método y tipo de Hidrocarburo recibido, almacenado, transportado y entregado, conforme a lo establecido en las últimas versiones de las Normas API MPMS 8.1 (ASTM D4057), API MPMS 8.2 (ASTM D4177), API MPMS 8.3 (ASTM D5854), API MPMS 8.4 (ASTM D5842), API MPMS 8.5 (ASTM D8009).

El Transportador, o quien éste designe, para efectos de determinar la calidad de los hidrocarburos que recibe o entrega, utilizará un laboratorio propio o de un tercero externo que cumpla con los requisitos técnicos de la norma ISO 17025, no necesariamente acreditado, y que cuente como mínimo con los siguientes elementos:

- a) Equipos, instrumentos e insumos para la medición de la gravedad API de acuerdo con lo descrito en la última versión de las normas API MPMS 9.1 (ASTM D1298), API MPMS 9.2 (ASTM D1657), API MPMS 9.3 (ASTM D6822), API MPMS 9.4, ASTM D4052, según se requiera.
- b) Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de agua de acuerdo con lo descrito en la última versión de la norma API MPMS 10.9 (ASTM D4928).
- c) Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sedimentos de acuerdo con lo descrito en la última versión de la norma API MPMS 10.1 (ASTM D473).

Versión	Páginas
2	75 de 76

- d) Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de sal conforme con lo establecido en la norma ASTM D3230.
- e) Equipos, instrumentos e insumos para la determinación del contenido de azufre conforme con lo establecido en la norma ASTM D4294 o D2622.

El Transportador tomará muestras representativas del crudo Entregado y Recibido por el Remitente. La frecuencia de dicho muestreo será determinada ocasionalmente por el Transportador con base en la continuidad de la calidad del crudo, entre otros factores. Las muestras se utilizarán para los siguientes efectos:

- a) Para los ensayos de laboratorio requeridos para verificar la calidad del hidrocarburos Entregado y Recibido por el Remitente,
- b) El Transportador retendrá una muestra por cada Entrega y cada Retiro, la cual utilizará como contra muestra. El Transportador preservará dicha muestra por un período no mayor a 15 Días Calendario, para el caso de que haya algún reclamo con respecto a una Entrega o Retiro específico. Transcurrido este lapso, se perderá la posibilidad de hacer reclamaciones en este sentido.

INSPECCIONES / AUDITORIAS DE MEDICIÓN DE CANTIDAD Y DETERMINACIÓN DE CALIDAD

En cualquier momento antes de comenzar cualquier Entrega o Retiro y en intervalos con una frecuencia no mayor a una (1) vez al Mes, el Remitente podrá inspeccionar previa aprobación del Transportador, 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 es por cuenta del Remitente. Para este fin el respectivo Remitente deberá notificar al Transportador el nombre y el cargo del funcionario representante al menos cinco días hábiles antes de la medición correspondiente del crudo.

CERTIFICACIÓN DE CANTIDAD Y CALIDAD

Se dispondrá de una compañía independiente de inspección de certificación de cantidad y calidad en la entrada y salidas de los sistemas de transporte, que emita un acta con los volúmenes oficiales a reportar que cumplirá las funciones de Inspector Independiente.

PROPIEDAD DE LAS INSTALACIONES

Las instalaciones para la realización de operaciones de medición de transferencia de custodia del Crudo recibido y entregado por el Transportador y sus puntos de localización física pertenecen a ECOPETROL S.A.

MEDICIÓN OFICIAL Y DE RESPALDO

Cada Punto de Entrada y Salida del Oleoducto contará con una medida oficial y una medida de respaldo / contingente en caso de falla de la medición oficial.

DISEÑO E INGENIERÍA

Las instalaciones para la realización de operaciones de transferencia de productos de petróleo del Transportador cumplirán con las Mejores prácticas, reflejadas en normas vigentes de ingeniería, selección de equipos, requerimientos de conexión y procedimientos de operación,

Versión	Páginas
2	76 de 76

establecidos y contenidos en los respectivos manuales de equipos, estándares de ingeniería y en los Manuales de Medición de Hidrocarburos de ECOPETROL S.A. Estos dos últimos fueron desarrollados con base en los requerimientos descritos en las normas API MPMS.