

MANUAL PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO A TRAVÉS DEL OLEODUCTO EL MORRO – ARAGUANAY (EMA)

TABLA DE CONTENIDO

- ARTÍCULO PRIMERO – OBJETO Y VIGENCIA
- ARTÍCULO SEGUNDO – DEFINICIONES
- ARTÍCULO TERCERO – DESCRIPCIÓN DEL OLEODUCTO
- ARTÍCULO CUARTO – ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN
- ARTÍCULO QUINTO – ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE AMPLIACIÓN
- ARTÍCULO SEXTO – PLAN DE TRANSPORTE
- ARTÍCULO SÉPTIMO – NOMINACIÓN Y COORDINACIÓN DE OPERACIONES
- ARTÍCULO OCTAVO – CONTRATOS DE CESIÓN EN EL MERCADO SECUNDARIO
- ARTÍCULO NOVENO – MEDICIÓN DE CALIDAD Y CANTIDAD
- ARTÍCULO DÉCIMO – PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN
- ARTÍCULO UNDÉCIMO – REQUISITOS DE CALIDAD
- ARTÍCULO DUODÉCIMO – COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD
- ARTÍCULO DÉCIMO TERCERO – RECLAMOS
- ARTÍCULO DECIMO CUARTO – ATENCIÓN DE EMERGENCIAS
- ARTÍCULO DÉCIMO QUINTO – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

ARTÍCULO PRIMERO – OBJETO Y VIGENCIA

El presente Manual consigna el conjunto de normas, información y procedimientos de índole operacional y administrativa que se aplicará de manera uniforme al transporte de Crudo a través del Oleoducto El Morro – Araguaneay (EMA). Lo anterior de acuerdo con lo señalado en la Resolución 72145 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, que reglamenta el transporte de crudo por oleoducto.

Salvo cuando se especifique algo diferente, las disposiciones del presente Manual serán aplicables frente a todos los Remitentes y Terceros.

El presente Manual tendrá una duración indefinida a partir del 1 de enero de 2015. El primer Mes de Operación cubierto por el presente Manual será marzo de 2015.

ARTÍCULO SEGUNDO – DEFINICIONES

Los siguientes términos empleados en este Manual tendrán el significado que a continuación se señala:

1. **Agente Operacional:** significa las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales en la prestación del servicio de transporte de Crudo por oleoductos.

2. **Agua y Sedimento:** significa todo material que coexiste con el Crudo sin ser parte del mismo.
3. **Ajustes por Compensación Volumétrica por Calidad:** son los ajustes volumétricos que permiten establecer la distribución 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 Crudo se mezcla en el transporte con el Crudo de otros Remitentes.
4. **API:** es, según el contexto lo determine:
 - (1) American Petroleum Institute; o
 - (2) Unidad de medida de densidad, conocida internacionalmente como una de las propiedades de venta de Petróleo. Se define como: $API = 141.5/GE-131.5$; donde "GE" se define como gravedad específica.
5. **ASTM:** significa el "American Section of the International Association for Testing Materials"
6. **Barril:** significa la unidad de volumen para hidrocarburos igual a 42 galones americanos o 9702,0 pulgadas cúbicas.
7. **Boletín de Transporte por Oleoducto – BTO:** significa el boletín incluido en la página Web en la que el Transportador pondrá a disposición de los Agentes Operacionales y demás interesados la información que se indica en el Artículo 8o de la Resolución 18 1258 del Ministerio de Minas y Energía, en las condiciones allí previstas.
8. **Capacidad Contratada:** es la capacidad comprometida bajo un Contrato de Transporte entre el Transportador y un Remitente.
9. **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 periodo determinado, resultante de (a) aplicar a la Capacidad de Diseño, el Factor de Servicio y descontar el tiempo que la línea del Oleoducto estará restringida o fuera de servicio en razón de trabajos de mantenimiento programados o no programados; (b) la disponibilidad de facilidades de almacenamiento en los Nodos de Entrada y en los Nodos de Salida; (c) la programación de Entregas y Retiros conforme a lo previsto en el Proceso de Nominación.
10. **Capacidad de Diseño:** Capacidad máxima de transporte de crudo prevista para el oleoducto en un periodo determinado, con base en las propiedades físico-químicas

promedio que afecten la fluidez de las mezclas de crudos que se van a transportar, y las especificaciones operacionales de los equipos y tuberías instalados en el oleoducto.

1. **Capacidad Nominada:** es el número de Barriles indicados por un Remitente en su Nominación.
2. **Capacidad del Propietario:** es la capacidad necesaria en un período para el transporte de los Crudos producidos por Equion Energía Limited o cualquier otra persona que de tiempo en tiempo tenga la calidad de Propietario del Oleoducto de uso privado y declarada por el Transportador como primer paso del proceso de nominación.
3. **Capacidad Programada:** significa aquella porción de Capacidad Efectiva asignada a cada Remitente o Tercero por el Transportador, de acuerdo con lo previsto en el Contrato de Transporte y en el presente Manual, y con base en Barriles por día.
4. **Capacidad Sobrante:** para un Mes de Operación específico es la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la suma de: i) la capacidad del derecho de preferencia, ii) la capacidad del propietario, y iii) la capacidad contratada.
13. **Conexión:** significa la instalación que permite la Entrega o el Retiro desde o hacia otro oleoducto respectivamente.
14. **Contrato de Transporte o Contrato:** significa el contrato celebrado entre el Remitente y el Transportador, por medio del cual el Transportador se obliga para con el Remitente, a cambio del pago de una Tarifa, a transportar Crudo entregado por el Remitente en un Punto de Entrada hasta el Punto de Salida, a través del Oleoducto.
15. **Crudo:** significa petróleo, conforme su definición en el Artículo 1º del Código de Petróleos, que existe en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquida a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie.
5. **Derecho de Preferencia:** significa el derecho preferencial que tiene el Gobierno en virtud de lo dispuesto por el artículo 45 y 196 del Código de Petróleos para el transporte de todos sus Crudos.
6. **Entrega:** es el volumen real de Crudo entregado al Oleoducto en el Punto de Entrada, para ser transportado por el mismo.
7. **Factor de Servicio:** significa el porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad de Diseño (cuya reducción puede obedecer a asuntos tales pero no limitados a las restricciones operacionales temporales y de mantenimiento del Oleoducto y sus instalaciones conexas y complementarias), calculado para un periodo 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 periodo considerado.

- 8. Inspector Independiente:** es la persona jurídica contratada por el Transportador para llevar a cabo las actividades de inspección y certificación de la calidad y cantidad de las Entregas y Retiros de Crudo que hagan los Remitentes.
- 9. Lleno del oleoducto:** Volumen de crudo necesario para el llenado de las tuberías del oleoducto.
- 10. Mes de Nominación:** es el segundo mes calendario anterior al Mes de Operación.
- 11. Mes de Operación:** es el mes calendario durante el cual el Transportador ejecuta el Programa de Transporte.
- 12. Nominación:** es la solicitud de transporte hecha para el Mes de Operación correspondiente y formulada en un Mes de Nominación específico, de acuerdo con las fechas establecidas en el calendario de Nominación, que precisa: (i) el volumen de Crudo que el Remitente requiere que el Transportador transporte a través del Oleoducto; (ii) el Punto de Entrada; (iii) el Punto de Salida; (iv) la indicación de las calidades o características del Crudo.
- 13. Nominación Restante:** es la nominación formulada por un Propietario después del cierre del Proceso de Nominación, tras ser notificado por el Transportador de la existencia de Capacidad Disponible Restante.
- 14. Nominación Tardía:** es la nominación formulada tras el vencimiento de los plazos establecidos en el Proceso de Nominación.
- 15. Nominación Tentativa:** es la nominación provisional incluida en cada Nominación para los cinco (5) meses siguientes al Mes de Operación. Las Nominaciones Tentativas le permiten al Transportador publicar al inicio de cada Proceso de Nominación su estimación acerca de la Capacidad Efectiva para el Mes de Operación correspondiente, basándose en los volúmenes, tasas de flujo, Puntos de Entrada y Puntos de Salida y calidades del Crudo que tales Nominaciones Tentativas contengan.
- 16. Nodo de Entrada:** significa el conjunto de instalaciones ubicado en un área geográfica determinada donde el Remitente Entrega el Crudo para su transporte a través del Oleoducto, que para el caso del Oleoducto El Morro – Araguaney corresponde a la trampa de despacho raspadores en las facilidades tempranas de producción (EPF) de Floreña identificado con el Tag GN-ME-301.

- 17. Nodo de Salida:** significa el conjunto de instalaciones ubicadas en un área geográfica determinada donde el Oleoducto pone a disposición del Remitente o su delegado el Crudo transportado para su Retiro y cesa la custodia del Transportador, que para el caso del Oleoducto El Morro – Araguaney corresponde a la trampa de Recibo de Raspadores en Araguaney identificado con el Tag TG-2220.
- 18. Normas API:** significa los estándares internacionales desarrollados por el “American Petroleum Institute” que normalizan las prácticas comunes para la realización de análisis de laboratorio y temas relacionados con la medición dando veracidad a los procedimientos utilizados. En el sector petrolero el “American Petroleum Institute” ha desarrollado un manual que reúne toda la normatividad de las prácticas más comunes en el negocio, conocido como el “Manual of Petroleum Measurement Standard”.
- 19. Oleoducto:** significa 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 y los sistemas de control que se usan para la operación del oleoducto..
- 20. Pérdidas Identificables:** significa las pérdidas de Crudo que pueden localizarse en un punto específico del Oleoducto y que son atribuibles a eventos determinados tales como roturas, derrames, atentados, hurtos, y en general a cualquier Evento Justificado.
- 21. Pérdidas No Identificables:** significa las pérdidas normales inherentes a la operación de transporte que corresponden a contracciones volumétricas por efecto de la mezcla, escapes en los equipos, drenajes, evaporación y otras razones originadas en el manejo del Oleoducto.
- 22. Plan de Transporte:** significa la proyección estimada de los volúmenes que se van a transportar por el Oleoducto, de la Capacidad Disponible y de la Capacidad Disponible Restante, en el mediano y largo plazo.
- 23. Proceso de Nominación:** significa la secuencia de hechos descrita en el Artículo Séptimo del presente Manual, la cual permite elaborar el Plan de Transporte.
- 24. Propietario:** Para los oleoductos de uso privado, significa el conjunto de empresas explotadoras o refinadoras de petróleo y sus afiliadas a quienes el Estado colombiano les permite beneficiar el oleoducto, conforme el Artículo 45 del Código de Petróleos.
- 25. Punto de Entrada:** significa el punto exacto del Oleoducto ubicado en el Nodo de Entrada, en el cual el Transportador asume la custodia del Crudo entregado por el Remitente o Tercero.

- 26. Punto de Salida:** significa el punto exacto del Oleoducto ubicado en el Nodo de Salida, en el cual el Remitente o Tercero efectúa el Retiro y cesa la custodia del Crudo por parte del Transportador.
- 27. Remitente:** es (i) la persona natural o jurídica propietaria o tenedora de Crudo que contrata el servicio de transporte con el Transportador y suscribe un Contrato de Transporte, y (ii) el Gobierno en lo que corresponde al Derecho de Preferencia.
- 28. Retiro:** significa los volúmenes reales puestos a disposición del Remitente por el Transportador en el Punto de Salida.
- 29. Tarifa:** es la contraprestación en dinero que cada Remitente está obligado a pagar al Transportador por Barril transportado o comprometido para transporte por el Oleoducto.
- 30. Transportador:** hace referencia a Equion Energía Limited, Propietario del Oleoducto.
- 31. Tercero:** es la persona natural o jurídica propietaria de Crudo que, sin tener un compromiso de capacidad o un Contrato de Transporte, nombra o solicita al Transportador el transporte de Crudo a través del Oleoducto.

Las definiciones atribuidas a los términos y expresiones contemplados bajo este Artículo les son aplicables con independencia del uso del singular o del plural, o de género masculino, femenino o neutro de tales términos y expresiones.

ARTÍCULO TERCERO – DESCRIPCIÓN DEL OLEODUCTO

El Oleoducto El Morro - Araguaney, es un oleoducto de uso privado que se construyó en el año 2001, tiene una longitud aproximada de 26.3 kilómetros de tubería de 6". A partir de enero del año 2015 cuenta con una capacidad de flujo máxima de 33,500 barriles por día sin el uso del DRA.

ARTÍCULO CUARTO – ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN

1. Toda solicitud hecha por un Remitente para construir Conexiones al Oleoducto, deberá cumplir, para ser viable, con las especificaciones técnicas de medición, determinación de calidad del Crudo, de seguridad, de ingeniería, ambientales, técnicas, y operativas definidas por los Propietarios del Oleoducto que se consideren razonables o necesarias, y que además cuenten con las respectivas licencias y permisos exigidos por las autoridades competentes, así como las disposiciones que regulan la adquisición de los terrenos.
2. El Transportador le dará respuesta al solicitante dentro de los noventa (90) días hábiles siguientes, indicando si autoriza o no al respectivo Remitente a efectuar las Conexiones solicitadas. En todo caso, el Transportador se reserva la prerrogativa de establecer las condiciones y requerimientos que considere necesarias, apropiadas o razonables al respectivo Remitente,

quien deberá observarlas en todo momento, por cuenta, nombre, riesgo y responsabilidad exclusivos del Remitente.

3. En los casos en que autorice la Conexión, el Transportador definirá si debe asumir directamente pero por cuenta y riesgo del solicitante las obras requeridas o si tales obras podrán ser desarrolladas por el propio solicitante. En todo caso el Transportador y el solicitante acordarán la manera de implementar y verificar las condiciones de construcción establecidas por el Transportador.

4. La aprobación de cualquier solicitud de Conexión estará sujeta al cumplimiento de los requerimientos técnicos del Transportador, a la existencia de capacidad para que el Crudo que sea nominado para Entrega al Oleoducto a través de la Conexión pueda efectivamente ser transportado, y a la no afectación de la Capacidad Contratada y de las condiciones operativas del Oleoducto.

5. Cuando el Transportador lo considere pertinente, le solicitará al Remitente la implementación de mecanismos o instrumentos que establezcan una indemnidad o que salvaguarden al Transportador y a terceros de cualquier daño o reclamo que surja por o con ocasión de la construcción de la Conexión, en los términos que el Transportador determine. El respectivo Remitente deberá atender dicha solicitud del Transportador que, en todo caso, no comprenderá daños o reclamos que sean producto directo y exclusivo del dolo o culpa grave del Transportador.

6. El solicitante presentará al Transportador su solicitud de Conexión como mínimo con los siguientes documentos:

- Comunicación en la que presente de manera oficial la intención de construir una Conexión al Oleoducto, describiendo quiénes son los interesados en realizarla, el punto de Conexión proyectado, la motivación para realizar la Conexión y los beneficios que se busca conseguir con la misma.
- Informe técnico donde se presenta la justificación de la Conexión describiendo:
 - Análisis de ingeniería de detalle según condiciones operativas del punto de Conexión propuesto incluyendo la proyección de volúmenes.
 - El tiempo proyectado para realizar la Conexión.
 - Presupuesto proyectado para los trabajos de Conexión.
 - Análisis de riesgo, de acuerdo con los estándares del Transportador para el proyecto de Conexión.
 - Esquema de tramitación de licencias y permisos exigidos por la ley aplicable.

7. Respuesta a la solicitud de Conexión: Después de recibir la documentación requerida, el Transportador llevará a cabo el estudio de la solicitud correspondiente. El Transportador solicitará la información adicional que considere pertinente para el estudio de la solicitud de Conexión y dará la respuesta pertinente en los términos establecidos en este Manual.

ARTÍCULO QUINTO– ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE AMPLIACIÓN

Cuando le sean formuladas al Transportador solicitudes de ampliación respaldadas por estimaciones razonables de producción, y si tales estimaciones se aproximan suficientemente, a juicio exclusivo del Transportador, a un escenario de factibilidad técnica, jurídica y económica de ampliación del Oleoducto que no afecte negativamente la Capacidad Efectiva ni las condiciones operativas y económicas del Oleoducto, el Transportador evaluará las posibilidades de estructurar a partir de tales elementos un proyecto de ampliación de su Capacidad Efectiva.

La solicitud de ampliación debe ser presentada por escrito e informar como mínimo, la identificación de quienes presentan la solicitud de ampliación, las razones y los beneficios que se buscan con la ampliación, y un informe técnico donde se presenta la justificación de la ampliación describiendo:

- (i) Análisis de ingeniería según condiciones operativas del Oleoducto incluyendo el impacto a la capacidad del sistema
- (ii) El tiempo proyectado para realizar la ampliación
- (iii) Presupuesto proyectado para el proyecto
- (iv) Análisis de riesgo para el proyecto
- (v) Análisis de impactos al sistema durante el tiempo que dure el proyecto
- (vi) Estrategias de eliminación o mitigación de los impactos al sistema durante la ejecución del proyecto
- (vii) Forma de tramitación de licencias y permisos exigidos por las autoridades

Una vez aceptada la solicitud de ampliación, el Transportador se reserva la prerrogativa de establecer unilateral y discrecionalmente los términos, condiciones y requerimientos (técnicos, comerciales y económicamente razonables) bajo los cuales procederá a efectuar dicha ampliación.

El Transportador adelantará, directamente o a través de contratistas que discrecionalmente seleccione, las obras, construcciones y demás gestiones y actividades que sean necesarias para acometer la ampliación de la capacidad del Oleoducto.

Sin perjuicio de la obligación del solicitante de asumir los costos, gastos, riesgos y responsabilidades asociadas a dicha ampliación, dicho solicitante deberá adicionalmente:

- i. Remunerar al Transportador como consecuencia de las obras, construcciones y demás gestiones y actividades que adelante para la ampliación de la capacidad del Oleoducto
- ii. Reembolsar todos los gastos y costos en que incurra el Transportador por o con ocasión de la ampliación
- iii. Pagar un factor de administración por los costos y gastos que asuma el solicitante, dentro de un rango a ser acordado entre solicitante y el Transportador que oscilará entre 8% y 15%.

El solicitante declara y entiende que la ampliación no necesariamente le concede una prioridad especial o distinta en virtud exclusiva de haber asumido, por cuenta, riesgo y responsabilidad propios, la ampliación del Oleoducto.

Cuando el Transportador lo considere pertinente, pedirá al solicitante de la ampliación la implementación de mecanismos o instrumentos que establezcan una indemnidad o que salvaguarden al Transportador y a otros de cualquier daño o reclamo que surja por o con ocasión de la ampliación, en los términos que el Transportador determine. El respectivo solicitante de la ampliación deberá atender dicha solicitud del Transportador que, en todo caso, no comprenderá daños o reclamos que sean producto directo y exclusivo del dolo o culpa grave del Transportador.

ARTÍCULO SEXTO - PLAN DE TRANSPORTE

Sin perjuicio de lo dispuesto bajo el Artículo Séptimo de este Manual, a más tardar el primer día hábil de septiembre de cada año, cada uno de los Remitentes le enviará al Transportador la información sobre las proyecciones de los volúmenes a ser nominados mes por mes, en promedio día, para el año calendario siguiente y volúmenes totales anuales para los cuatro (4) años subsiguientes. Dicha información incluirá lo siguiente:

- (i) El mejor estimativo del Remitente del volumen que será transportado en Barriles reales por día, suponiendo unas tasas de flujo uniformes, expresadas por separado para cada Crudo;
- (ii) Las características de calidad de cada Crudo;
- (iii) Los Puntos de Entrada.
- (iv) Los Puntos de Salida.

Al finalizar cada trimestre calendario, cada Remitente deberá enviarle al Transportador la actualización del Plan de Transporte en promedio día para los meses restantes del año fiscal actual, y volúmenes anuales en promedio día para los siguientes dos (2) años.

Con sustento en el Plan de Transporte y en las Nominaciones Tentativas, el Transportador elabora su estimación inicial de Capacidad Efectiva para cada Mes de Operación.

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

Todo Tercero a quien se le haya programado capacidad al menos una vez durante el año calendario precedente estará cubierto por las obligaciones descritas en este Artículo.

ARTÍCULO SEPTIMO – NOMINACIÓN Y COORDINACIÓN DE OPERACIONES

Para efectos de llevar a cabo la Nominación y asignación de la Capacidad Efectiva del Oleoducto, se adelantará el siguiente procedimiento:

Nominación de la capacidad del Derecho de Preferencia

La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces, realizará el proceso de Nominación para el Crudo de regalías y/o de las compensaciones a favor de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de los campos productores, que van a ser servidos por el Oleoducto en el Mes de Operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes, de acuerdo con el cronograma establecido por el Transportador para este fin. La Agencia Nacional de Hidrocarburos o quien haga sus veces nominará hasta el veinte por ciento (20%) de la capacidad transportadora diaria del Oleoducto y tendrá la primera prioridad en el proceso de Nominación y asignación de capacidad.

Expirado el plazo previsto bajo el cronograma sin que el Transportador reciba esta Nominación, se entenderá que no se hará entrega de Crudo dentro del Mes de Operación correspondiente bajo la capacidad del Derecho de Preferencia.

Nominación de la Capacidad del Propietario

De acuerdo con el cronograma establecido por el Transportador, cada Propietario del Oleoducto realizará el proceso de Nominación de las necesidades de transporte para su Crudo y el de quienes tengan una relación de subordinación con dicho Propietario, para el Mes de Operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes.

Expirado el plazo previsto bajo el cronograma sin que el Propietario (diferente de Equion y sus subordinadas) formule su Nominación, se entenderá que dicho Propietario no entregará Crudo dentro del Mes de Operación correspondiente.

Nominación de la Capacidad Contratada

De acuerdo con el cronograma establecido por el Transportador, cada Remitente entregará al Transportador la Nominación de las necesidades de transporte, para el Mes de Operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes. Expirado el plazo previsto bajo el cronograma sin que el Remitente formule su Nominación, se entenderá que dicho Remitente no entregará Crudo dentro del Mes de Operación correspondiente.

Nominación de la Capacidad Sobrante

De acuerdo con el cronograma establecido por el Transportador, los Terceros interesados y los Remitentes interesados en entregar volúmenes de Crudo que exceda a su Capacidad Contratada o a su Capacidad de Propietario del Oleoducto, una vez cerrada la Nominación de la Capacidad Contratada, podrán presentar solicitudes de Nominación hasta por la Capacidad Sobrante publicada en el BTO. El Transportador deberá aceptar o rechazar la solicitud dentro de los términos del Proceso de Nominación. Las respuestas negativas estarán debidamente motivadas.

Proceso de Nominación

Manual del Transportador

El Proceso de Nominación define el Plan de Transporte en forma mensual. Este proceso se realiza de conformidad con el calendario descrito a continuación, cuyo incumplimiento acarrea sanciones como se señala en el ordinal "e)" de este acápite.

Se entiende que los cómputos de días acá señalados son en días calendario a menos que expresamente se indique algo diferente. No obstante, cuando el cómputo resulte en un día no hábil, el plazo se trasladará al siguiente día hábil.

a) El día ocho (8) de cada Mes de Nominación, el Transportador publicará en el BTO la estimación de la Capacidad Efectiva del Oleoducto para el Mes de Operación. Dicha estimación estará basada en el Plan de Transporte y en las Nominaciones Tentativas más recientes.

b) Entre los días diez (10) y doce (12) de cada Mes de Nominación, cada uno de los Remitentes le comunicará al Transportador a través de la herramienta dispuesta con ese fin en el BTO, su Nominación para el Mes de Operación y su Nominación Tentativa para los cinco meses siguientes a dicho Mes de Operación. El Remitente podrá designar por escrito a un tercero, para que en su nombre haga sus Nominaciones, quien asumirá solidariamente todas las obligaciones y responsabilidades del Remitente.

c) El día veinte (20) de cada Mes de Nominación, el Transportador le notificará a cada uno de los Remitentes y Terceros su correspondiente Capacidad Programada para el Mes de Operación. Se entiende que con la notificación de la Capacidad Programada se le da aviso al respectivo Remitente de la fecha en que deberá retirar el Crudo en el Punto de Salida, sin que se requiera aviso adicional. En esta misma fecha el Transportador les informará a los Propietarios si existiera Capacidad Disponible Restante para que, a más tardar al día siguiente, remitan Nominaciones Restantes; en caso de recibir en este lapso varias Nominaciones Restantes que sumadas superen la Capacidad Disponible Restante, el Transportador programará la capacidad a prorrata de los volúmenes nominados, a menos que los Propietarios acuerden proporciones diferentes.

d) Cuando Terceros formulen solicitudes de transporte, el Transportador les dará respuesta a tales solicitudes en el día hábil siguiente a su presentación, informándoles a los solicitantes acerca de los plazos de Nominación previstos en este Manual, y comunicándoles la forma dispuesta por el Transportador para que hagan oportunamente sus Nominaciones.

e) Cuando se presenten Nominaciones Tardías, el Transportador no estará obligado a tener en cuenta la Nominación para eventualmente programar capacidad. El Transportador, a su exclusiva discreción, podrá programarles capacidad en la medida en que la Capacidad Disponible Restante lo permita con sujeción a las siguientes reglas: (i) la programación de capacidad a estas Nominaciones Tardías no afectará en ningún caso la Capacidad Programada de los demás Remitentes; (ii) cuando en un mismo día se presenten varias Nominaciones Tardías que sumadas superen la Capacidad Disponible Restante, la programación de capacidad se hará a prorrata de los volúmenes nominados.

f) Todo Remitente le informará al Transportador a la mayor brevedad si establece que: (i) sus Entregas durante un mes en el Punto de Entrada van a ser inferiores al 95% de la Capacidad Programada o (ii) sus Retiros en el Punto de Salida van a ser inferiores al 95% de la Capacidad Programada.

Descripción del esquema de coordinación de operaciones

La programación del Oleoducto define los volúmenes a bombear diariamente realizando la planeación del movimiento de volúmenes, transportando el 100% de los volúmenes entregados en custodia al Transportador y realizando retiros a otros sistemas según los requerimientos de los Remitentes.

La programación se realiza en ciclos mensuales, durante los cuales se presentan fechas claves en la cuales se recibe y se genera información sobre los diferentes periodos programados, teniendo en cuenta las siguientes convenciones:

(M-2): Segundo mes anterior al Mes de Operación, que corresponde al Mes de Nominación

(M-1): Mes anterior al Mes de Operación

(M): Mes de Operación

(M+1): Mes siguiente al Mes de Operación

Durante el mes (M-2), se realiza la programación en firme para un “Mes de Operación” (M) de acuerdo con el calendario de Nominación descrito en el Artículo 7.

ARTÍCULO OCTAVO – CONTRATOS DE CESIÓN EN EL MERCADO SECUNDARIO

Sin perjuicio de lo dispuesto en el contrato de transporte entre el Transportador y el Remitente, para efectuar cualquier cesión de Capacidad Contratada, deberán tenerse en cuenta los siguientes requerimientos:

- a) El Remitente no podrá ceder total o parcialmente la Capacidad Contratada, sin previo consentimiento escrito del Transportador.
- b) El cesionario deberá asumir todos los derechos y obligaciones en los mismos términos establecidos en el Contrato de Transporte de Crudo celebrado entre el Transportador y Ecopetrol.
- c) A efectos de dar su consentimiento, el Transportador podrá solicitar el cumplimiento de requisitos a su sola discreción, los cuales buscan verificar que el cesionario acredite su idoneidad y calidades.

ARTÍCULO NOVENO – MEDICIÓN, CALIDAD Y CANTIDAD

Los volúmenes de Crudo que se transportan en el Oleoducto, se determinan usando los sistemas de medición instalados para dicho fin siguiendo los estándares del API y ASTM, y los

procedimientos aprobados por el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1. ASPECTOS BÁSICOS DE LA MEDICIÓN

La medición en el Oleoducto se hará con base en los siguientes aspectos básicos:

- En el Punto de Salida del Oleoducto se dispone de un medidor cuya precisión es frecuentemente monitoreada.
- Los inventarios de tanques utilizados para fiscalización de Crudo se realizan utilizando la telemetría instalada en los tanques. La medición manual con cinta (medición estática) se utiliza sólo para efectos de control operacional en casos necesarios y para la verificación de la telemetría.

2. SISTEMAS DE MEDICIÓN

Las mediciones de cantidad y calidad, y la toma de muestras del Crudo entregado o retirado, serán practicadas por el Transportador o por un Inspector Independiente contratado para tal fin, y se hará a través de los sistemas de medición instalados en el Punto de Salida o Punto de Entrada. La Liquidación de las mediciones, dinámica o estática, se realizará de acuerdo con la norma vigente del API que aplique según cada caso.

a) MEDICIÓN ESTÁTICA

Esta medición se utiliza para liquidar volúmenes en tanques de almacenamiento, se rige por lo estipulado en el API MPMS Capítulo 3.1A. La temperatura se mide de acuerdo con la norma API MPMS Capítulo 7, las cantidades se liquidan según recomendaciones del capítulo 11 y 12, la telemetría e instrumentación se maneja de acuerdo al capítulo 21.

Toda medición de los tanques se debe llevar a cabo según acuerdos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos aplicando las recomendaciones de las normas API. Los tanques del Transportador en operación han sido calibrados y poseen una tabla de aforo que contiene la siguiente información:

- Capacidad máxima
- Temperatura de aforo
- Gravedad Específica de Aforo o Gravedad API
- Altura de referencia
- Delimitación de zona crítica de medición

- Volumen del fondo
- Fecha de Calibración
- Número del tanque.
- Inspector Independiente que realizó el Aforo
- Aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

A los tanques se les realizan verificaciones al menos una vez cada cinco (5) años de los siguientes parámetros: altura de referencia, verticalidad, y excentricidad. Los tanques se calibran cada 15 años o cada vez que se les practique una reparación mecánica que afecte el volumen y sus tablas de aforo se recalculan por cambios en la temperatura, gravedad específica del producto, por variación en la altura de referencia debido a daño en el plato de medición o por variación del peso muerto del techo flotante, de acuerdo a las normas API Cap. 2 Sección 2A Apéndice A Numeral 6, 7, y 8.

b) MEDICIÓN DINÁMICA

Esta medición se utiliza para certificar los volúmenes que se entregan en el Punto de Salida o Punto de Entrada utilizando medidores instalados en línea. Se rige por lo estipulado en el API MPMS Capítulos 5, 6, 7, 8, 11, 12 y 21.

La medición oficial de la cantidad y la calidad del Crudo entregado por el Oleoducto se realizará a través de los sistemas de medición dinámica instalados en el Punto de Salida o Punto de Entrada. El sistema de medición dinámica de transferencia en custodia incluye:

- Unidad de calibración (Probador) instalada y calibrada según lo especificado en el "*Manual of Petroleum Measurement Standards*" API MPMS, capítulo 4 "*Proving Systems*".
- Medidores para transferencia en custodia aprobados por normas internacionales, entre ellas API MPMS. Los factores se determinarán mediante calibración hecha con base en el "*Manual of Petroleum Measurement Standards*" capítulo 13, y teniendo en cuenta la corrección por temperatura y presión.
- Un dispositivo para toma continua de muestras, según lo especificado en el "*Manual of Petroleum Measurement Standards*" API MPMS capítulo 8.2 "*Sampling*". Si no se cuenta con muestreo automático se debe tener un procedimiento alternativo para la toma manual de muestra siguiendo las recomendaciones contempladas en el capítulo 8.1 numeral 8.4 del API MPMS. El Transportador definirá para cada Punto de Entrada o Punto de Salida los ensayos a realizar con base en las muestras tomadas, aplicando los siguientes métodos, según corresponda:

ANALISIS	NORMA ASTM
Gravedad API	D-1298
Contenido de agua	D-4377
Punto de Fluidez	D-97
Contenido de sal	D-3230
Sedimento	D-473
Contenido de azufre	D-4294
Viscosidad cinemática	D-445

También podrá estar disponible un equipo de medición de BSW por medio del método de centrífuga, siguiendo para tal caso el método de prueba ASTM D-4007.

- Un densitómetro para la medición permanente de densidad. En eventos de daño del densitómetro, o cuando sea necesario para validar o calibrar las medidas del mismo, la densidad de las muestras se determinará con la gravedad API de laboratorio.
- Un sistema electrónico para medición de flujo que se ajuste a los requisitos de API MPMS, Capítulo 21.2.
- El factor de corrección volumétrica que deberá aplicarse será el que aparece en el "*Manual of Petroleum Measurement Standards*" API MPMS Capítulo 11.1.

c) MEDICIONES MANUALES

Si son necesarias las mediciones y muestreos por métodos manuales, deberán ser adoptadas de conformidad con los métodos más recientes publicados por el ASTM, incluyendo:

- Temperatura APIMPMS Capítulo 7
- Muestreo APIMPMS Capítulo 8
- Medición en tanques APIMPMS Capítulo 3

d) CORRECCIONES

En relación con las correcciones por temperatura que se usarán para determinar los volúmenes en Barriles a 60°F, se utilizan las tablas tituladas "Tablas de medición de Crudo factores de corrección de volumen" Capítulo 11.1, en su última edición; Tablas 5A y 6A para Crudo.

Para la corrección por presión se usará lo estipulado en el API MPMS Capítulo 11.2.1.

e) VALIDACIÓN DE LA MEDICIÓN (TIQUETES OFICIALES DE TRANSFERENCIAS EN CUSTODIA)

Los tickets de la medición de volúmenes entregados por el Transportador como transferencias en custodia en el CPF de Floreña, serán los tickets emitidos por el computador de flujo de los correspondientes medidores. El Transportador o el Inspector Independiente deberán realizar una verificación del ticket de medición.

El ticket arrojado por el computador de flujo no presentará enmendaduras y deberá tener la firma del representante del Transportador o del Inspector Independiente que verificó la liquidación y la firma del operador de turno.

Cuando se detecte un error en el ticket del computador de flujo en lo referente a temperatura, presión, conteo de barriles de un medidor específico, entre otros, se hará una reliquidación de volúmenes, la cual deberá estar soportada por un acta donde se identifique la causa exacta de la falla y deberá ir firmada por el representante autorizado por el Transportador o por el Inspector Independiente, así como por un representante autorizado de la estación que estaba en el momento en que se presentó la falla.

La liquidación manual del ticket se realizará según las normas del API MPMS vigentes.

ARTÍCULO DÉCIMO – CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

El Transportador se asegurará que las calibraciones de los medidores se realicen con una frecuencia no menor a una vez por mes. Cuando las circunstancias operativas así lo exijan, a juicio del Transportador la frecuencia puede disminuir. Las corridas realizadas para obtener los factores oficiales de los medidores deberán cumplir con los requisitos de repetibilidad recomendados por la norma API MPMS cap 4.8 Anexo A1, dependiendo del número de carreras a realizar.

El nuevo factor oficial de los medidores será efectivo a partir de la primera semana de cada mes y será obtenido del promedio de las corridas de verificación que se realicen dentro del mes calendario anterior, excepto en caso de error manifiesto.

Antes de la calibración rutinaria de los medidores, el Transportador notificará a la autoridad nombrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos con la suficiente anticipación las fechas en las cuales se realizará la calibración mencionada con el fin de que el representante autorizado pueda presenciar tal calibración si lo considera necesario.

Los probadores de los sistemas de medición dinámica se deberán calibrar de acuerdo con el API MPMS Capítulo 4, en su última edición; dicha calibración será realizada por una compañía especializada certificada por la ONAC en calibración volumétrica o por un ente avalado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Adicionalmente, el Transportador cuenta con un plan de mantenimiento y calibración para toda la infraestructura de los sistemas de medición de transferencia en custodia, el cual garantiza la confiabilidad, trazabilidad, aseguramiento metrológico y el óptimo desempeño de los equipos.

a) CORRIDAS DE CALIBRACIÓN

Los medidores deberán contar un control estadístico, tal y como lo indica el capítulo 13 del API MPMS, así como deberán calibrarse periódicamente para verificar su funcionamiento. El procedimiento para realizar los cálculos para determinar los factores de los medidores se dará de acuerdo con las recomendaciones del capítulo 12.2 del API MPMS.

El parámetro de máxima diferencia permitida en temperatura, entre el promedio de los transmisores de temperatura del probador *versus* la temperatura del transmisor del medidor, al superar este valor automáticamente todas las corridas de calibración son abortadas por los computadores de flujo.

b) ACEPTACIÓN DE CORRIDAS DE CALIBRACIÓN

Para la aceptación de una corrida de calibración se debe contar con el volumen certificado del probador (actualizado) y verificar que el volumen del probador utilizado en los cálculos del factor coincide con el último certificado.

Cuando se realicen corridas de calibración de medidores, según cronograma de calibración establecido, previa a la aceptación del factor, se debe verificar los límites de control establecidos.

Si se encuentra por fuera de los límites recomendados, de acuerdo a su control estadístico, tal y como se referencia el Capítulo 13 del API MPMS, no deberá aceptarse y se reportará en el acta de la calibración como no aceptado con su respectiva explicación.

Los representantes de la parte que realiza la medición o los inspectores deberán disponer de cada una de las cartas de control, validadas por un representante autorizado del Transportador, y deberán verificar en cada liquidación de tiquetes que se utilice el factor del medidor vigente. Si esto no se cumpliera, deberán notificar de inmediato y hacer acta de re-liquidación de volúmenes por error en factor de medidor.

c) PROCEDIMIENTO PARA VERIFICAR CORRIDAS DE CALIBRACIÓN

Cada vez que se realicen corridas de calibración a los medidores utilizados se debe hacer el siguiente procedimiento para verificar los diferentes factores obtenidos:

Se verifica la desviación máxima permitida entre carreras completas, la cual debe cumplir con las recomendaciones estipuladas en la norma API MPMS capítulo 4.8 anexo A1 de acuerdo al número de carreras realizadas (por ejemplo, si se realizan 10 corridas para cumplir con el criterio anterior,

5 consecutivas deben arrojar una repetibilidad entre ellas menor o igual a 0.05%). Si excede este límite serán abortadas por mala repetibilidad.

Se determina la temperatura promedio del probador y el medidor durante el proceso de calibración. Los reportes de calibración tienen la temperatura promedio del probador y medidor.

Se determina la presión promedio del probador y el medidor durante el proceso de calibración. En los reportes de calibración viene la presión promedio del probador y medidor.

Cada probador tiene un volumen certificado de calibración dado por el fabricante. El probador se calibra mínimo cada cinco (5) años.

La densidad que se utiliza para realizar los diferentes cálculos en una corrida de calibración es la reportada por los densitómetros en línea ubicados en el patín de medición de la Unidad LACT.

Cuando un densitómetro esté fuera de línea y se estén realizando corridas de calibración, se toma una muestra durante el tiempo que se esté realizando la corrida y se determina la gravedad API en el laboratorio, y esta densidad será la utilizada para realizar los cálculos por el computador de flujo de la corrida de calibración.

Comprobación

El nuevo factor calculado del medidor (FM) debe estar ubicado dentro de los límites especificados para cada medidor en su carta de control para poder ser aceptado. Si el factor del medidor se encuentra por fuera de los límites de control, se debe reportar para que sea revisado por la parte de mantenimiento.

Una vez se obtenga el factor oficial y esté dentro de los límites de la carta de control, se debe ingresar al computador de flujo y dicho factor se debe hacer retroactivo hasta las 0:00 horas teniendo en cuenta el volumen medido hasta la hora en que sea ingresado.

Se tiene un factor de medición por cada medidor.

d) EVALUACIÓN DE CALIBRACIONES POR EL MÉTODO ESTADÍSTICO

Consiste en aplicar el método estándar para la medición de hidrocarburos con diferentes medidores, según indica el API MPMS, Capítulo 13.

A pesar que en un sistema de medición las variables no permanecen constantes, tales como, temperatura, presión, viscosidad, densidad, ratas de flujo, etc., todos los cambios ocurridos se reflejan en el factor del medidor, cuyos valores se localizan entre los límites de control.

Las gráficas no indican dónde está el problema; sólo muestran si el proceso de calibración está en control o fuera de él.

Límites de control estadístico de sistemas de medición

Los límites de control de un sistema de medición se generan cada vez que el medidor sea nuevo o se le realiza una reparación mecánica a los medidores o al probador.

Se realizan veinticinco (25) corridas mínimo al medidor, a diferentes ratas de flujo con el fin de verificar su linealidad y se establece cuál es el límite de alarma, límite de acción, límite de tolerancia superior e inferior máximo permitido, siguiendo el procedimiento que a continuación se presenta:

A las veinticinco (25) corridas realizadas se le determina el promedio, denominado en éste documento como X. Con la sumatoria de la diferencia al cuadrado entre X y cada uno de los 25 factores obtenidos, se determina la desviación estándar.

Con el promedio X y la desviación estándar se determinan los límites con las siguientes ecuaciones:

Nivel de Control	Nivel de Confianza	Ecuación
Límite de Alarma	90 a 95 %	$X \pm 1.96$ Desviación
Límite de Acción	95 a 99 %	$X \pm 2.567$ Desviación
Límite de Tolerancia	Mayores a 99%	$X \pm 3.0$ Desviación

Todos los nuevos factores que se encuentren entre la línea base (media o promedio) y (+ o -) 1.96 desviaciones estándar, serán aceptados siempre y cuando las corridas realizadas cumplan con las recomendaciones antes mencionadas en este artículo, es decir un valor de 0.05% (tal como lo establece el API, Capítulo 4, sección 8 – 4.8.3.6.).

Si los factores del medidor son desviados más allá de los límites de control, es normal asumir que el sistema de medición está expuesto a cambios no aleatorios.

Los nuevos factores que se encuentren entre el límite de alarma y el límite de acción, serán objeto de sospecha, por lo cual se deberán realizar las siguientes actividades:

- Evaluar la estabilidad de las condiciones de operación.
 - ✓ Chequeo de pase en válvulas.
 - ✓ Chequeo de cálculos.
 - ✓ Chequeo de Transmisor de Temperatura y presión del probador.

Los nuevos factores que se encuentren entre la franja mayor a la media ± 3.0 desviaciones estándar, no son aceptados y orientan a desarrollar las siguientes actividades:

- Recalibrar la instrumentación.
- Inspeccionar, ajustar, limpiar y reparar los equipos mecánicos.
- Hacer corrección de tiquete o de tiquetes.

Se deben realizar por lo menos 2 corridas de verificación a los medidores por semana, las cuales sirven para comprobar que el medidor está bajo control.

También se debe oficializar una (1) corrida mensual, señalando qué tipo de corrida es. Se aclara que estas corridas no hacen parte de la carta de control original, tan solo se verifica que los factores estén dentro del rango de aceptación o no para tomar las acciones del caso.

Las actas de calibración oficiales se envían a las oficinas centrales del Transportador, donde el personal encargado las revisará periódicamente para verificar que los factores se encuentran dentro de los rangos de aceptación, de lo contrario se toman las acciones arriba señaladas.

La máxima desviación permitida para la aceptación de factores será la establecida por el fabricante, así por ejemplo un medidor de turbina típico presenta una desviación de 0,15% y un medidor de desplazamiento positivo de 0,25%. Lo anterior significa que no pueden ser aceptadas las cartas de control que presenten desviaciones estándar mayores a 0.0008 y 0.0013, respectivamente. Sin embargo, la tecnología ha evolucionado y pueden encontrarse medidores con desviaciones máximas permitidas inferiores a 0.15%, como por ejemplo de 0.10%.

Los límites de las cartas de control no son cambiados cuando se realizan corridas de calibración oficiales o de verificación, estos límites permanecen constantes.

El requerimiento de elaboración de nuevas cartas de control se da cuando el medidor ha sido sometido a una reparación de alguna parte mecánica o se ha remplazado alguna de sus partes internas, o en el caso de los medidores coriolis, por el desmonte del mismo o por alineación de la tubería que los sostiene.

Se debe conservar todas las corridas que dan origen a la población de factores de medición con los cuales se elabora la carta de control.

ARTÍCULO UNDÉCIMO – REQUISITOS DE CALIDAD

Sustancias Limitadas. Nada de lo contenido en los Contratos de Transporte ni en el presente Manual será interpretado como si se estuviese solicitando al Transportador que transporte

cualquier sustancia que no sea Crudo o algún Crudo que no se ajuste a los requisitos de calidad definidos en el presente Manual.

Calidad Mínima. Los volúmenes que ingresen al Oleoducto en el Punto de Entrada, deben cumplir con la calidad mínima descrita a continuación:

Tabla # 1

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO
AGUA Y SEDIMENTO	< 0.5%
DENSIDAD	40 - 58°API
TVP	TVP < 14.5 Psia @ 105 °F
VISCOCIDAD	0.8 – 2.0 cP
TEMPERATURA	< 110 °F

El Transportador no estará obligado a recibir Crudo: (i) que no cumpla con los requerimientos de calidad mínima, (ii) cuyas características físicas o químicas determinen, a juicio del Transportador, que no es transportable o que pueden materialmente afectar la calidad de otros Crudos transportados por el Transportador o la integridad del Oleoducto.

Certificación de Calidad. El Remitente le proporcionará al Transportador, siempre que éste se lo solicite, un certificado que compruebe las características y especificaciones de calidad, dentro de los parámetros descritos en la **Tabla # 1** del presente Manual, del Crudo que le será entregado al Transportador por el Remitente durante los doce (12) meses subsiguientes.

Adicionalmente, el Remitente estará obligado a proporcionarle oportunamente al Transportador un certificado revisado en cualquier momento en que las características o las especificaciones de calidad del Crudo que se vaya a entregar cambien sustancialmente.

Retiro del Crudo.

(a) Si el certificado de calidad y cantidad independiente del Transportador determina que el Remitente ha entregado Crudo con calidades que no se ajustan a las especificaciones mínimas de calidad señaladas aquí y en la **Tabla # 1** del presente Manual, el Transportador estará facultado para, si ello fuera posible, retirar dicho Crudo del Oleoducto, a costo, expensas y riesgo exclusivos del Remitente.

(b) El Transportador tendrá derecho a vender por cuenta del Remitente, o a designar a un tercero para la venta en términos comerciales de tal Crudo retirado y descontará del producto de la venta todos los costos de manejo en los que incurra el Transportador y los daños resultantes al Crudo de los otros Remitentes. La presente facultad del Transportador es adicional a cualquier otro derecho que tenga el Transportador y no sustituye a ninguno de ellos. En ningún momento la presente disposición puede ser interpretada o considerada como un deber del Transportador de efectivamente ejercer el derecho aquí estipulado. Por consiguiente, y sin que ello limite lo anterior,

en ningún momento el Transportador será responsable por el ejercicio que haga o que no haga del derecho aquí estipulado.

Acuerdos especiales de viabilización del transporte. Sin que esté obligado a ello, el Transportador podrá pactar con los Remitentes que lo soliciten, esquemas especiales de viabilización del transporte de su Crudo, cuando ello resulte posible mediante la inyección de agentes reductores de fricción u otros químicos que incrementen la Capacidad Efectiva sin afectar negativamente las especificaciones de calidad del Crudo, la integridad del Oleoducto, la Capacidad Contratada ni las condiciones de operación. En tales eventos: (i) todas las erogaciones derivadas de ello serán asumidas por el o los solicitantes y, (ii) se acatará en su integridad el presente Manual, en especial y sin excluir otros aspectos contenidos en él, en lo relativo a especificaciones mínimas de calidad, prelación en la programación de capacidad y Proceso de Nominación.

ARTÍCULO DUODÉCIMO –LLENO DEL OLEODUCTO O LLENO DE LÍNEA

Cuando se inició la operación del Oleoducto, Ecopetrol S.A. y Equion Energia Limited entregaron 3.101 barriles para el Lleno del Oleoducto, en la siguiente proporción:

- Equión Energia Limited: 50%
- Ecopetrol S.A.: 50%

La participación de Equion Energia Limited y de Ecopetrol S.A. en el Lleno del Oleoducto corresponde a las proporciones indicadas en el presente artículo, y en esta misma proporción, el Lleno del Oleoducto es de propiedad de Equion Energia Limited y de Ecopetrol S.A..

El Transportador podrá, a su juicio, exigir a cualquier Tercero que participe en el Lleno del Oleoducto, antes de firmar el respectivo Contrato de Transporte.

Frente a situaciones que conlleven pérdidas en el Oleoducto, el Transportador podrá en cualquier momento, cuando lo considere apropiado, solicitarle a Equion Energia Limited, Ecopetrol S.A., o a cualquier Tercero, restituir el llenado de línea del Oleoducto en las condiciones a las cuales se refiere el presente artículo.

El Crudo entregado por Equion Energia Limited y Ecopetrol S.A., o por cualquier Tercero para el Lleno del Oleoducto, no podrá ser retirado del Oleoducto sin la previa autorización del Transportador.

El Transportador tendrá la potestad de restituir el Lleno del Oleoducto en la fecha en que expire el correspondiente Contrato de Transporte.

ARTÍCULO DÉCIMO TERCERO – COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA

En el Oleoducto no se realiza compensación volumétrica por cantidad y/o calidad.

ARTÍCULO DÉCIMO CUARTO – MANEJO DE LAS PÉRDIDAS EN EL OLEODUCTO

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

- 1 Todas las Pérdidas Identificables de Crudo que sean imputables al Transportador, serán asumidas por el Transportador.
- 2 Todas las Pérdidas Identificables de Crudo que no sean imputables al Transportador, serán asumidas por el Remitente o los Remitentes.
- 3 Como base para la liquidación de las Pérdidas Identificables, se tomará el informe elaborado por el Transportador conforme a las prácticas prudentes de la industria. Las Pérdidas No Identificables serán calculadas mensualmente por el Transportador de tal forma que el cálculo mensual refleje las pérdidas reales ocurridas durante cada Mes de Operación.
- 5 Si el cálculo de las Pérdidas No Identificables resulta igual o inferior al cero punto cinco por ciento (0,5%) de las entregas del Mes de Operación, éstas serán de cargo de los Remitentes, salvo acuerdo en contrario.
- 6 Serán de cargo del Transportador todas las Pérdidas No Identificables superiores al cero punto cinco por ciento (0,5%) de las entregas del Mes de Operación, salvo acuerdo en contrario.
- 7 Siempre que existan Pérdidas Identificables y Pérdidas No Identificables en un Mes de Operación, el Transportador indagará las posibles causas a fin de tomar las acciones correctivas en forma inmediata, lo cual deberá informar a los Remitentes.

ARTÍCULO DÉCIMO QUINTO – RECLAMACIONES

1. Cualquier reclamación que tuviere un Remitente generada por el servicio de transporte de Crudo deberá ser presentado por escrito a más tardar treinta (30) días calendario después de la fecha de Retiro del Crudo.
2. Al momento de recibir una reclamación, el Transportador procederá a atenderla e iniciar una investigación. El propósito de la investigación es determinar las causas que motivaron la reclamación y cubre todas las áreas involucradas en el desarrollo de la operación de transporte durante el periodo analizado.
3. La reclamación deberá presentarse debidamente sustentada técnicamente con el soporte documental correspondiente y obtendrá una respuesta por parte del Transportador treinta (30) días calendario después del recibo del mismo.
4. Cuando por características propias de la reclamación y la correspondiente atención a la misma, no sea posible a juicio del Transportador enviar una respuesta definitiva durante el lapso

establecido anteriormente, el Transportador enviará una respuesta preliminar informando las acciones que se realizarán para dar trámite a la reclamación presentada, que procurará darla dentro de un plazo razonable.

ARTÍCULO DECIMO SEXTO – ATENCIÓN DE EMERGENCIAS

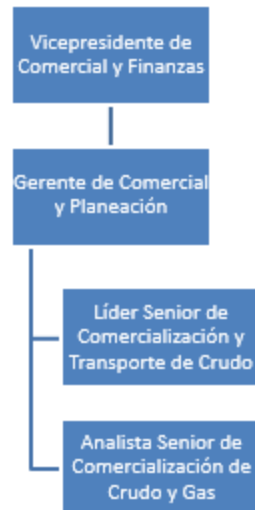
El Transportador cuenta con un Plan General de Respuesta a Emergencias cuyo objeto principal es minimizar el impacto en las personas, en el medio ambiente, en la continuidad de las operaciones y las potenciales consecuencias en caso que se presente un incidente.

Se cuenta con un plan de contingencia para el control de derrames de hidrocarburos desarrollado con base en criterios de prevención, planeación y preparación que es del conocimiento del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de la Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia y cumple con lo establecido en la normatividad nacional vigente. Equión cuenta además con una línea gratuita nacional para reporte de emergencias que es el 018000112012 y la línea 6346100 para llamadas directamente desde el Casanare o el celular 3102367751.

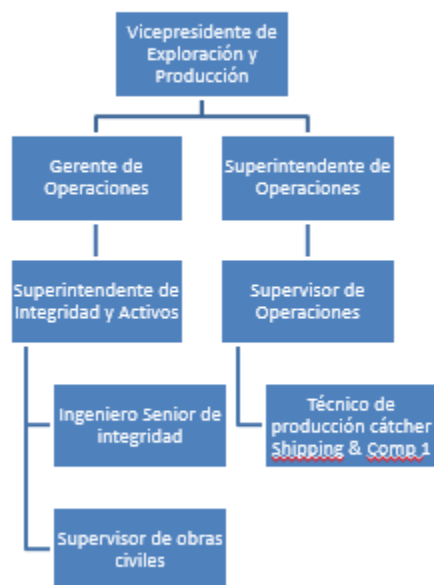
ARTÍCULO DÉCIMO SEPTIMO – ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

En el organigrama inferior se detalla la estructura organizacional de la Vicepresidencia de Producción y Proyectos, encargada de la planeación, coordinación y supervisión de la operación del Oleoducto, así como de la Vicepresidencia Comercial y Financiera que tiene la responsabilidad de la ejecución de los Contratos de Transporte Celebrados:

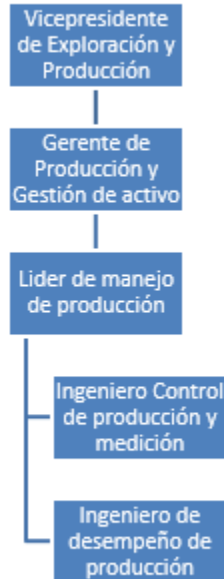
Equipo Comercial y Planeación



Equipo de Operaciones



Equipo de Producción y Gestión del Activo



Equipo de Seguridad Industrial

