

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### APROBADO

NOMBRE	FECHA	FIRMA
<b>Superintendente Arnulfo Vargas Hector Solano</b>	<b>Noviembre 2022</b>	
<b>APROBADO</b>		
<b>Lider de Medición Arley Salcedo</b>	<b>Noviembre 2022</b>	
<b>REVISADO</b>		

El documento original, que está revisado, aprobado y firmado por las personas y en las fechas arriba indicadas, se encuentra bajo custodia de HSE Latam, de acuerdo con la normativa vigente.

## MANUAL DE TRANSPORTE POR SISTEMA DE OLEODUCTOS

### TABLA DE CONTENIDO

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

OBJETIVO.....	4
ALCANCE .....	4
DEFINICIONES .....	4
ESPECIFICACIONES .....	12
1. FUNCIONES Y OBLIGACIONES.....	12
2. MANUAL DEL TRANSPORTADOR.....	12
2.1. Descripción del sistema de transporte.....	12
2.2. Reglas y procedimientos para la atención de las solicitudes de conexión de terceros.....	13
2.3. Reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad.....	15
2.4. REGLAS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSPORTE.....	17
2.4.1. PLAN DE TRANSPORTE.....	17
2.4.2. Proyección de transporte (programación).....	18
2.4.3. Mecanismos, asignación de responsabilidades y reglas para llevar a cabo el proceso de nominación y coordinación de operaciones.....	20
2.4.4. Nominación.....	20
2.4.5. Reglamentación de sanciones entre los agentes operacionales por incumplimiento del programa de transporte. ....	21
2.5. NORMAS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA MEDICIÓN DE LAS CANTIDADES Y CALIDAD DEL CRUDO QUE SE TRANSPORTA. ....	22
2.5.1. Medición Dinámica .....	22
2.5.2. Medición Estática .....	26
2.5.3. Correcciones .....	26
2.6. VALIDACIÓN DE LA MEDICIÓN (TIQUETES OFICIALES TRANSFERENCIAS EN CUSTODIA).....	26
2.7. Lleno del Oleoducto e Inventarios.....	27
2.8. Procedimientos de calibración de equipos e instrumentos de medición y estándares aplicables. ....	27
2.8.1. Calibración de medidores.....	27
2.8.2. Control estadístico de los medidores .....	28
2.8.3. Calibración de tanques de almacenamiento .....	28
2.8.4. Tablas de aforo.....	30
2.8.5. Recómputo de las tablas de aforo.....	31
2.8.6. Reaforo de tanques.....	31
2.8.7. Inspección de tanques.....	32
2.8.8. Parámetros límite para reaforo de tanques.....	32
2.8.9. Parámetros límite para el recálculo de tablas de aforo.....	32
2.9. MUESTREO .....	33
2.9.1. Muestreo manual.....	33
2.9.2. Muestreo Automático.....	33
2.10. FRECUENCIAS DE CALIBRACIÓN .....	34

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

2.11. ESPECIFICACIONES MÍNIMAS DE CALIDAD PARA EL CRUDO QUE SE TRANSPORTA POR EL OLEODUCTO Y EL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL RECHAZO DE LOS QUE NO CUMPLAN CON ESTAS ESPECIFICACIONES. ....	35
2.11.1. Características del hidrocarburo .....	35
2.12. REQUISITOS DE CALIDAD.....	36
2.13. Determinación de cantidad y calidad. ....	36
2.14. ESPECIFICACIONES MÍNIMAS DE CALIDAD .....	37
2.15. Mecanismos de compensación de calidad por la mezcla de crudos. ....	38
2.16. Procedimientos para los balances volumétricos del oleoducto, cálculo de las pérdidas en el transporte, lleno de línea en el sistema y volumen transportado. ....	39
2.17. LIQUIDACIÓN DE PÉRDIDAS IDENTIFICABLES .....	39
2.18. LIQUIDACIÓN DE PÉRDIDAS NO IDENTIFICABLES.....	39
2.19. BALANCE VOLUMÉTRICO .....	40
2.20. Mecanismos para la atención de reclamos de los remitentes, y la atención de solicitudes de terceros, incluyendo términos para su presentación y para su respuesta por parte del transportador. .	40
2.21. IDENTIFICACIÓN O RECIBO DE CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIONES AL INTERIOR DEL SISTEMA DE TRANSPORTE .....	40
2.22. OPCIONES OPERACIONALES PARA MITIGAR EL IMPACTO EN CALIDAD .....	42
2.23. RECLAMO DE REMITENTES.....	42
2.24. Procedimientos de coordinación de operaciones, comunicaciones y atención de emergencias.....	43
GESTIÓN DEL PROCEDIMIENTO.....	43
DISTRIBUCIÓN.....	44
REGISTROS .....	45
DIAGRAMA DE FLUJO.....	46
RESUMEN DE REVISIONES .....	46
REV. 4 EMISION FINAL. Inclusión de tabla de frecuencias de calibración de los equipos de medición. Actualización de las secciones de equipos, medidores, probadores, medición estática, medición dinámica y muestreo 08-sep-21 .....	46
REV. 3 EMISION FINAL. Revisión de los requisitos de la normatividad emitida por el ministerio de minas y energía. Actualización Logo CEDCO 09-Enero-2025.....	46
REV. 2 EMISION FINAL 02-Feb-11 .....	46
REV. 1 EMISIÓN PARA REVISIÓN 14-Ene -11 .....	46
REV. 0 EMISIÓN PARA REVISIÓN 06-Ene -11 .....	46
ANEXO 01 - COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD (CVC).....	47

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### MANUAL DE TRANSPORTE POR SISTEMA DE OLEODUCTOS

#### OBJETIVO

Establecer la reglamentación y las condiciones generales para el transporte de hidrocarburos propiedad de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO por medio de Oleoductos.

#### ALCANCE

La reglamentación estipulada en este documento será aplicable a todo transporte de hidrocarburos, de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO a través de oleoductos.

#### DEFINICIONES

Para efecto de interpretación y aplicación del presente manual, se tendrá en cuenta la siguiente lista de definiciones:

**Acuerdo de Transporte.-** Convenio entre el transportador y cada uno de los remitentes para el transporte de crudo por oleoductos.

**Agente Operacional.** Persona natural o jurídica, pública o privada, entre las cuales se celebran los contratos de transporte por oleoductos para la prestación del servicio de transporte de crudo por oleoductos. Se entiende como agentes los remitentes y los transportadores.

**Agua y Sedimento.-** Todo material que coexiste con el crudo sin ser parte del mismo.

**Año Fiscal.-** Es el período comprendido entre las 00:00 horas del día primero de enero de un año y termina a las 23:59 horas del 31 de diciembre del mismo año, refiriéndose a la hora +5GMT (hora colombiana).

**API.-** "American Petroleum Institute", siglas correspondientes al Instituto Americano del Petróleo, se define la gravedad de un crudo como grados API. Y su relación con la densidad relativa (D.R.) es la siguiente:

$$API = \frac{141.5}{D.R._{60^{\circ}F}} - 131.5$$

**ASTM.-** "American Society for Testing Materials" Normativa americana para prueba de materiales.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**ASME.-** "American Society of Mechanical Engineering" Normativa americana para equipos mecánicos.

**Aviso Provisional.-** Notificación emitida por Ecopetrol y/o terceros al remitente sobre su intención de retirar y disponer del fluido según liquidación.

**Balance Volumétrico.-** Balance de operaciones mensuales que hará el transportador al finalizar cada mes de operación, con el objeto de establecer las distintas cantidades que se manejan en el ducto y hacer la determinación y distribución de las pérdidas de crudo propias de la operación.

**Balance para el Remitente.-** Balance volumétrico para cada uno de los remitentes que usan el sistema de transporte.

**Barril.-** Unidad de volumen para hidrocarburos igual a 42 galones americanos o 9702 pulgadas cúbicas.

**Barril Estándar.-** Barril de petróleo con características equivalentes a la mezcla proporcional de los crudos transportados por el oleoducto, llevados a condiciones de presión y temperatura estándar (60°F y 1atm).

**Barril Neto.-** Para el crudo, es la diferencia entre el barril bruto estándar (60°F y 1atm) y el volumen de agua y sedimento calculado según el porcentaje de S&W.

**Boletín de Transporte por Oleoducto "BTO".-** Página de internet (Web) de acceso público en la que cada transportador pone a disposición de los agentes y demás interesados.

**Calidad de Hidrocarburo.-** Conjunto de características que tienen un volumen de hidrocarburo, crudo o derivado a ser transportado por el ducto, entre las características se tiene:

- Viscosidad, mínimo a dos temperaturas.
- Gravedad API a 60°F.
- Porcentaje en peso de azufre y metales pesados.
- Punto de fluidez.
- Presión de Vapor Reid.
- Contenido de agua y sedimento en porcentaje "S&W".

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Contenido de sal

**Capacidad Contratada.**- Es la capacidad comprometida entre el transportador y los remitentes, excepto aquellos remitentes que son propietarios.

**Capacidad Programada.**- Es la porción de la capacidad disponible del ducto que se le asigna a cada usuario solicitante del servicio de transporte de acuerdo a lo previsto en el presente manual y con base en barriles estándar.

**Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora.**- Es la capacidad de transporte de crudo prevista para el ducto con base a las propiedades del petróleo o sus derivados y las especificaciones de los equipos y tuberías considerados para los cálculos de diseño del sistema. En caso de que el sistema se modifique, tendrá un nuevo valor de capacidad.

**Capacidad del Propietario.**- Capacidad necesaria en un período para el transporte de los crudos producidos por el transportador o por los propietarios del ducto de uso privado y declarada por el transportador como primer paso del proceso de nominación, de acuerdo con lo establecido en la sección 5.5.

**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.

**Capacidad Disponible.**- Para un período determinado es la diferencia entre la capacidad efectiva y la suma de:

Capacidad del propietario.

Capacidad contratada.

Derecho de preferencia.

**Capacidad Nominal.**- Capacidad máxima de transporte entre una estación de bombeo y un terminal del ducto, o entre dos estaciones de bombeo, calculada considerando los equipos instalados en el sistema y la calidad prevista del crudo para un período determinado.

**Condiciones Monetarias.**- Tablas o fórmulas para calcular los sobrecargos y bonificaciones por calidad del crudo y los descuentos por conceptos comerciales que aplicarán sobre la tarifa del trayecto.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**Conexión.-** Instalación que permita la entrega de crudo al ducto y el recibo de crudo desde el ducto.

**Coordinación de Operaciones.-** Conjunto de actividades que ejecuta el transportador para controlar el **desarrollo del programa de transporte y procurar su cumplimiento.**

**Crudo.-** Líquido fósil orgánico, inflamable de origen mineral que existe en yacimientos subterráneos naturales, conformado por la mezcla de la familia de hidrocarburos (Carbono e hidrógeno), que al despresurizarse desprende livianos y se estabiliza a presión atmosférica para ser transportado y posteriormente destilado.

**Crudo a Transportar.-** Crudos fiscalizados que se entregan al ducto para su bombeo. Pueden ser de un solo tipo así como mezcla con fines de transporte.

**Crudo Fiscalizado.-** Crudo tratado, deshidratado, estabilizado, fiscalizado y medido en las instalaciones de fiscalización y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos o quien haga sus veces.

**Crudo Mezcla.-** Es la combinación de los diferentes petróleos crudos que se reciben en el oleoducto para ser transportados.

**Crudo Fuera de Especificación.-** Es el petróleo crudo que no cumple con las características en contenido de agua o alguna otra característica previamente establecida.

**Derecho de Preferencia.-** Facultad que tiene el Gobierno Nacional y ejerce a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), o quien éste designe, sobre la capacidad del ducto a la cual se refiere el artículo 196 del Código de Petróleos como aquella en la cual se ha calculado y construido según sus características, en concordancia con el artículo 45 ídem. Para los ductos de uso privado será el crudo precedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el ducto. El derecho de preferencia es escalonado según contratos con la ANH.

**Entrega.-** Es el volumen de hidrocarburo real que ingresa al oleoducto en los diferentes puntos de recibo.

**Estación de Bombeo.-** Es la estación inicial o parcial en la que se encuentran las unidades de bombeo.

**Estación Reductora.-** Es la estación final o parcial en la que se encuentran los equipos para maniobras de reducción de presión.

**Estación de Recibo.-** Es la estación final del ducto en la que se encuentran los equipos de recepción de crudo.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**Esfuerzo Razonable.-** Es el esfuerzo que una persona prudente ejerce sobre el manejo de sus propios negocios y en la salvaguardia de su propiedad.

**Evento Justificado.-** Es un evento o circunstancia que se encuentra fuera de control y que no obstante se realicen los esfuerzos razonables para controlarlo, se mantiene fuera de control: Fuerza mayor, disputas laborales o acciones de cualquier clase provenientes de fuerza laboral organizada, guerra, disturbios civiles, terrorismo, epidemias, sabotaje, insurrección, catástrofes naturales, fuego, expropiación, nacionalización, leyes, regulaciones u órdenes de autoridad competente, daños o accidentes en maquinaria, equipos, tubería o líneas de transmisión, demoras de entrega o cualquier otra similar que no estén dentro del control razonable de cualquiera de las partes.

**Entrega.-** Es el volumen de hidrocarburo nominado o real que ingresa al ducto en los diferentes puntos de recibo.

**Factor de Servicio.-** 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.

**Lleno de Ducto.-** Volumen de crudo necesario para el llenado de las tuberías del oleoducto y los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento.

**Línea de Transferencia.-** Tubería que transporta crudo o mezcla de hidrocarburos dentro del campo de producción, entre boca de pozo y las instalaciones de tratamiento y la fiscalización.

**Manual del Transportador.-** Documento que contiene la información y los procedimientos operacionales y administrativos del transportador que tiene como objeto regular el funcionamiento del sistema.

**Mes Programa.-** Mes calendario para el cual el remitente ha nominado el servicio y durante el cual el transportador ejecuta el programa de transporte.

**Nodo de Entrada.-** Conjunto de instalaciones ubicado en un área geográfica determinada donde el remitente entrega el crudo y en el cual se inicia el trayecto de un oleoducto.

**Nodo de Salida.-** Conjunto de instalaciones ubicado en un área geográfica determinada donde el remitente recibe el crudo del oleoducto y en el cual termina el trayecto.



---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**Nominación.-** Solicitud del servicio para el mes de operación que especifica el volumen de transporte requerido, el nodo de entrada, el nodo de salida, y la calidad del crudo que se transporta.

**Oleoducto, Sistema de Transporte** - Todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida entre otros, tubería, unidades de bombeo, estaciones de medición, sistemas de control y tanques usados para la operación del sistema de transporte.

**Oleoducto de Uso Privado.-** De conformidad con el Artículo 45 del Código de Petróleos son oleoductos de uso privado aquellos construidos y beneficiados por las propias empresas explotadoras o refinadoras de petróleo, para su uso exclusivo y el de sus afiliadas y sobre el cual el Gobierno Nacional, a través de la ANH. Tendrá derecho de preferencia por los crudos procedentes de las regalías correspondientes a la producción servida por el Oleoducto , hasta el 20% de la capacidad transportadora diaria .

De conformidad con el Artículo 47° del Código de petróleo y lo reglamentado en el Artículo 9° de esta resolución.

**Oleoducto de Uso Público.-** Ducto construido y operado por una persona natural o jurídica, pública o privada, para prestar el servicio público de transporte de crudos, sin necesidad de ser explotador de petróleo, previa la suscripción de un contrato de concesión en los términos establecidos en el Código de Petróleos y sobre el cual el Gobierno Nacional, a través de la ANH, tendrá el derecho de preferencia de conformidad con el Artículo 45 de la misma obra sobre todos sus crudos. La ANH, o quien haga sus veces, deberá pagar el acarreo de acuerdo con las tarifas vigentes al tiempo de efectuarlo.

**Partes.-** En el acuerdo de transporte son el transportador y el remitente o sus cesionarios.

**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.

**Pérdidas no Identificables.-** 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.

**COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO** Nombre genérico para el transportador.

**Programa de Transporte** - 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.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**Propietario.-** Para los oleoductos de uso privado, 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. Para los oleoductos de uso público, conjunto de personas naturales o jurídicas propietarias directas de la sociedad dueña del oleoducto. Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte, conforme el mismo artículo.

**Plan de Transporte.-** Proyección de los volúmenes que se van a transportar por el sistema y de la capacidad disponible en el mediano y largo plazo.

**Punto de Entrada.-** Punto exacto del sistema de transporte, en el cual el transportador asume la custodia del crudo entregado por el remitente en el nodo de entrada. Se debe especificar en el acuerdo de transporte.

**Punto de Salida.-** Punto exacto del sistema de transporte 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 acuerdo de transporte.

**Remitente.-** Parte que contrata el servicio y suscribe un acuerdo de transporte con un transportador. 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.

**Retiro.-** Es el volumen de hidrocarburo retirado o por retirar por parte de un remitente o su comercializador, en un punto determinado.

**Retiro en Defecto.-** Es el volumen de hidrocarburo de un remitente que no ha sido retirado por dicho remitente de acuerdo con el programa de retiros.

**Servicio de Transporte o Servicio.-** Servicio público de transporte por oleoductos.

**Tarifa de transporte o tarifa.-** Valor monetario único, por barril transportado en un trayecto, que cobra el transportador a todos los remitentes en igualdad de condiciones y que es la base de la liquidación del impuesto de transporte, acorde con lo previsto en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos y reglamentado en la resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 72 145 del 07 de Mayo de 2014. Sobre esta tarifa aplicarán los sobrecargos, bonificaciones y descuentos de que tratan las condiciones monetarias.

**Tercero.-** Persona que solicita la prestación del servicio de transporte por oleoducto por medio del proceso de nominación reglamentado en el Artículo 15° de esta resolución o de una cesión reglamentada en el Artículo 24° de la misma .

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

**Transportador.-** Propietario del sistema de transporte, o la persona que éste haya designado para representarlo o su cesionario, cuya actividad es la operación del oleoducto.

**Trayecto.-** Parte del oleoducto, comprendida entre dos nodos sin importar si son de entrada o de salida y que debe tener una tarifa de transporte.

**Volumen Bruto.-** Volumen de crudo y agua y sedimento en suspensión medido a las condiciones existentes de presión y temperatura (condiciones observadas).

**Volumen Bruto a 60,0°F.-** Volumen bruto corregido a condiciones estándar de temperatura de 60,0°F y presión de 14,7 libras por pulgada cuadrada absolutas (psia). Se expresa en barriles.

**Volumen Entregado al Remitente.-** Volumen de crudo que el transportador entrega al remitente o a la persona que éste designe en el punto de salida.

**Volumen Transportado.-** Volumen bruto a 60,0°F correspondiente al volumen de crudo a transportar, entregado por el remitente al transportador en el punto de entrada.

**Procedimiento:** Un procedimiento es el modo de ejecutar determinadas acciones.

# PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

## ESPECIFICACIONES

### 1. FUNCIONES Y OBLIGACIONES

Las funciones y obligaciones del Ministerio de Minas y Energía, del Remitente y del Transportador están descritas en el Capítulo II: "FUNCIONES Y OBLIGACIONES" de la Resolución número 72 145 de Mayo 07 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.

### 2. MANUAL DEL TRANSPORTADOR

#### 2.1. Descripción del sistema de transporte.

El ducto tiene la finalidad de transportar hidrocarburo en especificación desde la Estación Jaguar (Puerto Gaitán, Meta) y la Estación Santiago (Maní, Casanare) esta última operada por ECOPETROL. La longitud estimada del recorrido es de km 80 + 300, de los cuales aproximadamente km 23 + 654 se localizan en el territorio del departamento del Meta en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán sobre el río Meta y los km 56 + 646 restantes en territorio correspondiente al municipio de Maní departamento del Casanare.

El bombeo inicia con (3) bombas principales P-108/A/B/C ubicadas en la Estación Jaguar, que descargan a una presión máxima operativa de 1260 psig y bombean un caudal de 9600 BFPD cada unidad. En Estación Jaguar el producto pasa por un sistema de medición dinámica y llega a una trampa de despacho ubicada en estación Maní sobre el km 80 donde continua por la línea de despacho hacia Santiago (Ecopetrol). Por movimientos operativos el producto que no se entrega directamente a esta línea se recibe en dos tanques de 10.000 BLS c/u, ubicados en Estación Maní, cuando la operación lo requiere nuevamente se bombea hacia Santiago (Ecopetrol) con 4 bombas booster con una capacidad de descarga de 150 psig y un caudal de 208 BFPH.

El oleoducto cuenta con 3 tipos de válvulas, a lo largo de los km 80 + 300 de la línea:

- a) seis (6) válvulas de control distribuidas a lo largo de la línea del Oleoducto, de tipo bola ANSI 600, full bore en 8", para el paso de raspadores, las cuales van instaladas en bunkers de concreto.
- b) Una (1) válvula tipo cheque, full bore, ANSI 600 de 8", en la margen del río Meta.
- c) Tres (3) válvulas ESDV para controlar emergencias.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### 2.2. Reglas y procedimientos para la atención de las solicitudes de conexión de terceros.

Cualquier Remitente podrá solicitar a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO la construcción de una conexión, siempre y cuando la propuesta cumpla con las condiciones técnicas de calidad, seguridad, ingeniería, medio ambiente y operativas que COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO considere razonable o necesario.

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO dará respuesta al Remitente solicitante dentro de los noventa (90) días hábiles siguientes, con la notificación de si se autorizó o denegó la solicitud. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se reserva la prerrogativa de imponer las condiciones y requerimientos que considere necesarias al Remitente, quien por su parte deberá observarlas en todo momento, por cuenta, nombre, riesgo y responsabilidad exclusiva del Remitente.

El solicitante presentará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO la solicitud con los siguientes documentos como mínimo:

- Solicitud de conexión donde indique la motivación, describiendo las partes involucradas, descripción del punto de conexión y beneficios.
- Informe técnico donde se presenta la justificación de la conexión donde se describen los siguientes puntos:
  - Análisis de ingeniería según condiciones operativas del punto de conexión propuesto incluyendo el impacto a la capacidad del sistema.
  - Cronograma de actividades asociadas a la conexión.
  - Presupuesto de trabajos de conexión y puesta en marcha.
  - Análisis de riesgo para el proyecto de conexión y puesta en marcha.
  - Forma de tramitación de licencias y permisos exigidos por las autoridades competentes.
- Reglas Básicas operativas en materia de Conexiones requeridas por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO :

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Construcción de sistema de recibo (trampa, válvulas de shutdown y controles de seguridad para protección de línea, ESDV).
- COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO exigirá la construcción, o construirá por cuenta del solicitante, un sistema de medición que incluya como mínimo:
  - Probador (prover) instalado y calibrado según la norma API MPMS-4.
  - Sistema de medición dinámico instalado según la norma API MPMS-6.
  - Toma muestras instalado según norma API MPMS-8.
  - Medidor S&W.
  - Densímetro.
  - Sistema electrónico para medición de flujo según norma API MPMS capítulo 21.1.
- La supervisión y automatización debe tener:
  - Supervisión de SCADA según norma API 1113/1115.
  - Sistema Contra-incendio según NFPA.
  - Administración de alarmas y protección de tubería.
- Se debe dar cumplimiento a la normatividad de área clasificada según código eléctrico.
- Toda conexión será realizada en estaciones del sistema de transporte. En caso de proyectarse una conexión en un punto diferente a las estaciones, se deberá contemplar que el nuevo Nodo de Entrada cuente con las facilidades necesarias para el almacenamiento, programación, operación, control, alivio de presión, protección, atención 24 horas, entre otras que defina COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO .
- COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO solicitará información adicional que considere pertinente para el estudio de la solicitud de conexión.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO entregará una respuesta a la solicitud de conexión presentada según el tiempo establecido por la regulación vigente. En caso de ser una respuesta negativa, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO presentará una explicación a la negativa.
- Deberá ponerse en funcionamiento cualquier otra condición propia de la instalación a conectar que sea definida a partir del análisis de ingeniería y de los ejercicios HAZOP realizados, previamente a cualquier intervención en las instalaciones de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO .

### 2.3. Reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad

Los cambios en la capacidad nominal del oleoducto serán realizados bajo la responsabilidad y según lo decida COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO . De producirse el cambio, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO deberá modificar el valor de la capacidad nominal, comunicar el nuevo valor a la Dirección de Hidrocarburos, publicarlo en el BTO especificando la fecha a partir de la cual será efectivo.

- Cualquier Remitente podrá formular solicitudes de ampliaciones a la capacidad de transporte del Oleoducto. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO podrá aceptar tales solicitudes y procederá a efectuar las ampliaciones del Oleoducto cuando razonablemente considere que:
  - Dichas ampliaciones son necesarias.
  - La ampliación no genera ningún tipo de impacto con el funcionamiento del sistema y los compromisos de transporte asumidos por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO frente a sus Remitentes.
  - La ampliación es viable desde el punto de vista económico, técnico, operativo y bajo los compromisos financieros que COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO hubiere asumido.
  - Puede efectivamente adelantar dicha ampliación directamente, pero por cuenta, nombre, riesgo y responsabilidad de una persona o entidad que reúna condiciones y características crediticias, técnicas, operativas razonablemente aptas, sin perjuicio de la facultad que se reserva COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO de establecer requisitos o condiciones mínimas que deben llevar las personas a cuyo nombre, riesgo, costo y responsabilidad se efectuará la ampliación.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- 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 busca con la ampliación, y un informe técnico donde se presenta la justificación de la ampliación describiendo:
  - Análisis de ingeniería según condiciones operativas del Oleoducto incluyendo el impacto a la capacidad del sistema.
  - El tiempo proyectado para realizar la ampliación.
  - Presupuesto proyectado para el proyecto.
  - Análisis de riesgo para el proyecto.
  - Análisis de impactos al sistema durante el tiempo que dure el proyecto.
  - Estrategias de eliminación o mitigación de los impactos al sistema durante la ejecución del proyecto.
  - Forma de tramitación de licencias y permisos exigidos por las autoridades.
- Una vez aceptada la solicitud de ampliación, **COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO** se reserva la prerrogativa de imponer unilateralmente de forma discreta los términos, condiciones y requerimientos (técnicos, comerciales y económicamente razonables) bajo los cuales procederá a efectuar dicha ampliación.
- **COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO** 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 el solicitante de asumir los costos, gastos, riesgos y responsabilidades asociadas a dicha ampliación, dicho solicitante deberá adicionalmente,
  - Remunerar a **COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO** como consecuencia de las obras, construcciones y demás gestiones y actividades que adelante para la ampliación de la capacidad del Oleoducto. Rembolsar todos los gastos y costos en que incurra **COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO** por o con ocasión de la ampliación.



## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- Pagar un factor de administración por los costos y gastos que asuma el solicitante, dentro de un rango a ser acordado entre solicitante y COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO.
- 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 COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. lo considere pertinente, pedirá del solicitante, la implementación de mecanismos o instrumentos que establezca una indemnidad o que salvaguarden a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y a otros de cualquier daño o reclamo que surja por o con ocasión de la ampliación, en los términos que COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. determine. El respectivo solicitante de la ampliación deberá atender dicha solicitud de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. que, en todo caso, no comprenderá daños o reclamos que sean producto directo y exclusivo del dolo o culpa grave de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO.

### **2.4. REGLAS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSPORTE.**

#### **2.4.1. PLAN DE TRANSPORTE**

1. Proyección de los volúmenes que se van a transportar por el Oleoducto, con base en los compromisos contractuales de la capacidad contratada y de ley tanto de la capacidad del derecho de preferencia como de la capacidad del propietario y así estimar la capacidad sobrante para el mediano (Un año) y largo plazo (cinco años).
  - a. El estimativo mejor aproximado del REMITENTE, del volumen que será transportado en barriles reales por día, suponiendo unas tasas de flujo uniformes, expresadas por separado para cada Petróleo;
  - b. Las características de calidad de cada Petróleo;
  - c. Los PUNTOS DE ENTRADA, si se pactaron varios en el Contrato, expresados separadamente por cada Petróleo, con el programa de Entrega para cada uno; y,
  - d. Los PUNTOS DE SALIDA, si se pactaron varios en el Contrato, expresados por separado para cada Petróleo, con el programa de Retiro para cada uno.
2. Trimestralmente el Remitente le enviará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO la actualización de las proyecciones de volúmenes a ser nominados en promedio día para los

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

meses restantes del año fiscal actual y volúmenes promedio anual para los siguientes dos (2) años.

3. Con la información que se recibe se calcula la capacidad disponible para el transporte de crudo de Terceros.
4. La información que se consolida para el Plan de Transporte y el cálculo de capacidad disponible para el transporte de crudo de Terceros puede consultarse en el Boletín de Transporte por Oleoducto (BTO).

### 2.4.2. Proyección de transporte (programación)

La programación del oleoducto establece la planeación del movimiento de volúmenes en todo el sistema, transportando el 100% de los volúmenes entregados en custodia a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y realizando retiros a otros sistemas o exportaciones según los requerimientos de los usuarios.

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-1): Mes anterior al "Mes Programa"

(M): Mes Programa

(M+1): Mes siguiente al "Mes Programa"

Durante el mes (M-1), se realiza la programación en firme para un "Mes de Operación" (M) y una tentativa para el mes siguiente (M+1), de acuerdo con el calendario de eventos que se describe a continuación:

1. El Programador del Oleoducto recibe el programa de entregas y retiros proveniente del proceso de nominaciones para el mes (M) el día dos (2) del mes (M-1).
2. El Programador del Oleoducto utiliza las cifras anteriores y el programa preliminar de retiros en la Estación Receptora o destino existente para el mes (M) y produce el programa detallado del oleoducto para la parte restante del mes (M-1) y el programa oficial para el mes (M).

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

3. Al menos una vez a la semana (o cuando sea requerido) el Programador del Oleoducto actualiza la información correspondiente al desempeño real de las operaciones de acuerdo con los reportes diarios y genera un programa detallado de las operaciones a realizar en las estaciones que corresponda, a fin de cumplir con los objetivos. Se publica el reporte con alcance de ocho (8) días para el Área de Operaciones.
4. En el evento de presentarse una situación, condición o evento justificado que a su criterio COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO considere crítico e impacte la programación del oleoducto, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO tomará las medidas respectivas, las documentará, llevará a cabo la actualización del programa vigente y su posterior publicación.
5. Con base en las nominaciones realizadas por todos los remitentes COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO elabora el programa de Entregas y Retiros. Las nominaciones realizadas por cada REMITENTE como se señala en el segundo punto de nominaciones del presente manual, constituyen su compromiso de cumplimiento con tales Entregas y Retiros para el Mes Programa siguiente según los volúmenes y tasas de flujo nominadas.
6. Reglamentación de Proyección:
  - a. Un programa es posible sólo si los inventarios que se generan en las estaciones se encuentran dentro de los límites de la capacidad máxima y del remanente de almacenamiento.
  - b. El programa básico realizado en el mes (M-1) como programa oficial para el mes M, proyectará como mínimo el cumplimiento del 100% de las nominaciones, o un porcentaje mayor si la capacidad de transporte permite bajar inventarios que se encuentren por encima del objetivo, en las estaciones iniciales de las líneas de alimentación.
  - c. Si se presentan diferencias entre los volúmenes (según el tipo de crudo) inicialmente nominado y lo realmente obtenido durante el mes de operación, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO realiza un ajuste a los volúmenes nominados para ser entregados, utilizando para ello los porcentajes de distribución que habían sido obtenidos en la programación oficial.
  - d. El programador podrá tomar la decisión de utilizar la Capacidad Disponible Incrementada en las líneas utilizando agentes reductores de fricción (DRA), si un evento (alta producción, restricciones o paros en la línea) ha dado lugar al aumento de los niveles de inventarios en las estaciones por encima del Inventario Objetivo.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### 2.4.3. Mecanismos, asignación de responsabilidades y reglas para llevar a cabo el proceso de nominación y coordinación de operaciones.

En el evento en que la sumatoria de los volúmenes solicitados por los Remitentes supere la capacidad disponible, o cuando por una situación de fuerza mayor se disminuya la capacidad disponible por debajo de la sumatoria de los volúmenes solicitados por los Remitentes, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO calculará los volúmenes asignados a cada remitente de acuerdo con las siguientes prioridades:

**Primera:** Volúmenes correspondientes a Regalías.

**Segunda:** Volúmenes nominados por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y ECOPETROL (COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y ECOPETROL como socios correspondientes al contrato de Asociación Caracara).

**Tercera:** El volumen requerido por los Remitentes, dentro de las fechas estipuladas para la nominación, en orden de llegada.

**Cuarta:** La capacidad disponible para los terceros, con base en los volúmenes solicitados por estos dentro de las fechas estipuladas para la nominación.

### 2.4.4. Nominación.

Solicitud del servicio para el mes de operación que especifica el volumen de transporte requerido, el nodo de entrada, el nodo de salida y la calidad del crudo que se transporta.

1. El día dieciocho (18) del Mes (M-2) del mes programa o de nominación, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO publicará la capacidad disponible y efectiva del sistema que se tendrá en el mes de la nominación, es menester del Remitente acceder a dicha información dentro de la fecha estipulada.
2. El día veinte (20) del Mes (M-2) del mes programa o de nominación, el Remitente notificará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO en cualquier formato documental, razonablemente solicitado por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO su Capacidad Nominada para los siguientes seis (6) o más meses, incluyendo el Mes de Operación, señalando en tal notificación el volumen, en barriles día, en cada PUNTO DE ENTRADA y PUNTO DE SALIDA.
3. El día veinticinco (25) del Mes (M-2) del mes programa o de nominación, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO notificará por medio del BTO la Capacidad Programada para el siguiente mes. Se entiende que con la notificación de la Capacidad Programada se le da aviso al Remitente de la fecha

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

en que deberá retirar el Crudo en el PUNTO DE SALIDA, sin que se requiera aviso adicional. Si el Remitente incumple con los plazos determinados para nominar de acuerdo con los procedimientos contenidos en este manual, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO estará facultada para no asignarle capacidad en el mes en que nomina por fuera del plazo, cuando la Capacidad Disponible le haya sido asignada en su totalidad a los Remitentes que sí presentaron oportunamente sus nominaciones.

4. En el caso que COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO no reciba la nominación de un Remitente y la cual considere COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO es imprescindible para la programación de la operación, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO podrá usar la última nominación entregada por dicho Remitente o en su defecto la proyección más reciente que este haya entregado.
5. EL REMITENTE notificará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO con la mayor brevedad si establece que:
  - a. sus Entregas durante un mes en el PUNTO DE ENTRADA van a ser inferiores al 90% de la Capacidad Programada.
  - b. sus Retiros en el PUNTO DE SALIDA van a ser inferiores al 90% de la Capacidad Programada.
2. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO notificará con la mayor brevedad al Remitente sobre cualquier reducción de la Capacidad Disponible (no reflejada en el programa aplicable en ese momento) para un Mes Programa. Con dicha notificación COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO igualmente informará al Remitente sobre modificaciones a la asignación de la Capacidad Programada resultante de dicha reducción, utilizando para ello las reglas de asignación de capacidad acá previstas.
3. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se reserva el derecho de rechazar cualquier solicitud de transporte que provenga de un Remitente que haya incumplido este Manual o las normas legales aplicables.

### **2.4.5. Reglamentación de sanciones entre los agentes operacionales por incumplimiento del programa de transporte.**

- Si el programador del oleoducto no informa la capacidad disponible del oleoducto para un mes programado se tomará la capacidad establecida del mes anterior. Para la asignación de volúmenes a los Remitentes en este caso, se procederá de acuerdo con lo establecido en el numeral sobre el esquema de nominación.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- Si un Remitente interesado en transportar un hidrocarburo por el oleoducto envía comunicación de su interés fuera de las fechas previstas para hacerlo, solo se atenderá su requerimiento, a opción COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO, después de haber atendido a todos los Remitentes que hicieron su nominación a tiempo.
- En aquellos eventos en que las Entregas y Retiros por parte del REMITENTE difieran de la Capacidad Programada, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO estará facultada para llevar a cabo los ajustes que correspondan en el programa de Entregas y Retiros, y los perjuicios causados a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO o a terceros por dicho incumplimiento deberán ser asumidos íntegramente por el REMITENTE incumplidor. Además de lo anterior, cuando las Entregas superen la Capacidad Programada COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO podrá abstenerse de recibir los volúmenes en exceso.

### **2.5. NORMAS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA MEDICIÓN DE LAS CANTIDADES Y CALIDAD DEL CRUDO QUE SE TRANSPORTA.**

De acuerdo con las regulaciones vigentes colombianas se entiende como punto de transferencia de custodia donde se transfiere la custodia del combustible líquido entre un Remitente y el Transportador en el punto de entrada, o entre el Transportador y el Remitente en el punto de salida y a partir del cual el agente que recibe el producto asume la custodia del mismo – Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG 113-2017.

La operación de transferencia de custodia requiere de sistemas de medición que garanticen la correcta medición de cantidad y determinación de la calidad de los hidrocarburos transferidos.

Las mediciones de cantidad y calidad y las muestras de Petróleo entregadas o retiradas, serán practicadas por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO a través de los sistemas de medición que estén instalados en el Punto de Entrega y en el Punto de Retiro.

Los métodos de medición de cantidad utilizados en CEDCO son:

- Medición dinámica
- Medición estática

#### **2.5.1. Medición Dinámica**

Se refiere a la medición del producto que se realiza por medio de un sistema de medición dinámico que normalmente consta de un sistema de filtración, medidores, un patrón (dedicado o portátil) para verificación de los medidores usados, instrumentación de presión, temperatura y densidad, dispositivo electrónico para el procesamiento de los datos, sistema de muestreo automático y válvulas de alineación y bloqueo tipo doble bloqueo y purga. En este tipo de sistemas se debe tener en cuenta seguir, entre otras, las siguientes recomendaciones:

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Los instrumentos especificados deben tener la capacidad para desarrollar su función a las diferentes condiciones de operación del fluido a medir (temperaturas, presión máxima, viscosidad, lubricidad, condiciones abrasivas y corrosivas y punto de fluidez, etc.).
- Se debe garantizar que la instalación del medidor cumpla con las normas establecidas por el API MPMS Cap. 5 evitando afectación en la medición por agentes externos (vibraciones, corrientes parásitas, residuos, malas alineaciones, etc.).
- En aquellos sistemas donde exista la posibilidad de aire o vapor en el patín de medición, se debe instalar eliminadores que eviten daños en los medidores y errores en la medida.
- Todos los elementos que hacen parte del sistema de medición dinámico deben ser incluidos en el plan de aseguramiento metrológico, con el propósito de garantizar la exactitud en la liquidación de los volúmenes transferidos.

Esta medición se utiliza para certificar los volúmenes que se reciben en el **PUNTO DE ENTRADA** o entregan en el **PUNTO DE SALIDA**. Se rige por lo estipulado en los siguientes capítulos de las normas API MPMS:

Capítulo 4: Probadores

Capítulo 5: Medidores de flujo

Capítulo 6: Sistemas de medición dinámica

Capítulo 7: Determinación de temperatura

Capítulo 8.2: Muestreo automático

Capítulo 11: Tablas de factores de corrección

Capítulo 12: Cálculo de cantidades

Capítulo 13: Aspectos estadísticos de medición y muestreo

Capítulo 14.6: Medición continua de densidad

Capítulo 21.2: Medición electrónica de líquidos

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

La medición oficial de la cantidad y la calidad del crudo entregado o recibido en el sistema de transporte de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se realizará a través de los sistemas de medición dinámica instalados en los **PUNTOS DE ENTRADA** y **SALIDA**. Cada sistema de medición dinámica de transferencia en custodia deberá incluir:

- Unidad de prueba de medidores (Prover) 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" API MPMS, 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 sección 2 "Standard Practice for Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products". COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO definirá para cada **PUNTO DE SALIDA** los ensayos a realizar con base en las muestras tomadas, aplicando los siguientes métodos según corresponda, en su versión vigente:

ANALISIS	NORMA ASTM
Gravedad API	D-1298
Contenido de agua por titulación KF	D-4377
Contenido de Agua por Destilación	D-4006
Contenido de Sal	D-3230
Sedimento	D-473
Contenido de azufre	D-4294
Viscosidad Cinemática	D-445



## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

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

Un densímetro para la medición permanente de densidad. En eventos de daño del densímetro, 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 según la norma ASTM D1298 en su versión vigente. Los densímetros miden la densidad (masa/volumen) de un producto que está fluyendo. De acuerdo con lo indicado por el API MPMS 14.6, la exactitud y repetibilidad de los medidores de densidad continuos debe ser 0.001 g/cm<sup>3</sup> y 0.0005 g/cm<sup>3</sup>, respectivamente.

Un sistema electrónico para medición de flujo que se ajuste a los requisitos de API MPMS, Capítulo 21.2. El computador de flujo debe estar configurado bajo un criterio de administración y seguridad de la información tal y como lo expresa el API MPMS Cap. 21.2 y debe tener configurado las tablas de corrección de factores de API MPMS 11 y el número de cifras significativas de las variables en el despliegue de tiquetes según capítulo 12 del mismo estándar.

Para los sistemas de transferencia de custodia se deben utilizar sensores de precisión tipo RTD Clase A de cuatro (4) hilos, con coeficientes Callendar Van Dussen instalados en termo pozos que coincidan con la longitud y diámetro de inmersión del sensor y con un medio líquido interno adecuado para la transferencia de temperatura. El sensor genera una señal electrónica que es transmitida al computador de flujo bien sea directamente o por medio de un transmisor de señal de 4 a 20 miliamperios. La exactitud del lazo de temperatura debe ser  $\pm 0.2$  °F. El sensor debe estar lo más cerca posible al medidor de flujo teniendo en cuenta las condiciones de acondicionamiento de flujo requeridas.

La presión del líquido en el sistema de medición se determina por transmisores de presión que transmiten una señal electrónica de 4 a 20 miliamperios al computador de flujo que utiliza esta variable para realizar los cálculos de medida a condiciones estándar. La presión de vapor del líquido a ser medido es de gran importancia para determinar el rango de presión a asegurar en el sistema de medición, así se debe garantizar que la presión de operación sea mayor que la presión de vapor del líquido para evitar cambios de fases de los líquidos a medir. El rango de operación debe estar de acuerdo con la presión máxima de diseño del sistema de medición. Los transmisores de presión deben verificarse y calibrarse de acuerdo con las rutinas establecidas. La exactitud del instrumento de presión debe ser  $\geq \pm 0.075\%$  del valor medido.

El factor de corrección volumétrica que deberá aplicarse será el que aparece en el "Manual of Petroleum Measurement Standards" API MPMS capítulo 11.1.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### 2.5.2. Medición Estática

Si las mediciones y muestreos por métodos manuales (en tanques de almacenamiento) son necesarias, deberán ser realizadas de conformidad con los métodos más recientes publicados por el ASTM, incluyendo.

- API MPMS Capítulo 3.1A. Medición de nivel
- API MPMS Capítulo 7. Determinación de temperatura
- API MPMS Capítulo 8.1 Muestreo Manual
- API MPMS Capítulo 11 Tablas de factores de corrección
- API MPMS Capítulo 12.1 Cálculo de cantidades para medición estática

La medición estática se regirá por la versión actualizada del documento de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO: *PROCEDIMIENTO PARA MEDICIÓN ESTÁTICA PRE-049* versión actualizada.

### 2.5.3. Correcciones

En relación con las correcciones por temperatura que serán usadas 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 la corrección por presión usar lo estipulado en el API MPMS Capítulo 11.2.1.

## 2.6. VALIDACIÓN DE LA MEDICIÓN (TIQUETES OFICIALES TRANSFERENCIAS EN CUSTODIA)

Los tiquetes de la medición de volúmenes recibidos y entregados en COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO como Transferencias en Custodia en las Estaciones, serán los tiquetes emitidos por el computador de flujo de los correspondientes medidores. La Compañía de Inspección Independiente deberá realizar una verificación del tiquete de medición y dejar un soporte impreso del mismo, sin embargo, si la diferencia entre la verificación manual y la información emitida por el Computador de flujo no presenta diferencias significativas se entenderá como oficial el tiquete.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

El tickete no presentará enmendaduras y sólo tendrá la firma del Inspector que verificó la liquidación y la firma del Operador de turno.

Cuando se detecte un error en el tickete del computador de flujo en lo referente a temperatura, presión, conteo de barriles de un medidor específico, entre otros, se tomará como cifra oficial la de la verificación manual. La re-liquidación de volúmenes deberá estar soportada por un acta donde se identifique la causa exacta de la falla y deberá ir firmada por el Inspector y un Representante autorizado de la estación que estaba en el momento en que se presentó la falla.

La liquidación manual del tickete se realizará según el procedimiento de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO: *PROCEDIMIENTO PARA CONCILIACIÓN EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA PRE-071 Versión Actualizada.*

### **2.7. Lleno del Oleoducto e Inventarios**

El volumen de hidrocarburo necesario para completar el lleno del Oleoducto y los volúmenes necesarios para llevar a cabo la operación de transporte y presente en todo momento en el sistema es de propiedad de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y está constituido por: existencia en todos los tanques de cada una de las estaciones, instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y equipos de medición de cada una.

### **2.8. Procedimientos de calibración de equipos e instrumentos de medición y estándares aplicables.**

Los equipos de medición deberán estar asegurados metrológicamente, para lo cual el operador establecerá un cronograma de mantenimiento, verificación, ajuste y/o calibración respecto a un patrón o probador adecuado, de acuerdo con las frecuencias mínimas que se establecen en la tabla de frecuencias de calibraciones del presente manual.

Los instrumentos y equipos empleados en laboratorio para determinación de los parámetros de calidad deberán ser calibrados por un laboratorio acreditado según ISO 17025 por la ONAC o quien haga sus veces

#### **2.8.1. Calibración de medidores**

Los probadores son equipos que tienen un volumen calibrado y certificado el cual se utiliza como patrón para calibrar medidores de flujo. Los probadores se deben diseñar e instalar de acuerdo con las recomendaciones de la norma vigente API MPMS Cap. 4.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

La calibración de los medidores se realizará según procedimiento de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO: *PROCEDIMIENTO PARA CALIBRACIÓN DE MEDIDORES EMPLEANDO COMO PATRÓN DE REFERENCIA UN PROBADOR COMPACTO PRE-054 Versión Actualizada.*

El objetivo de calibrar cada medidor es el de hallar el Factor del Medidor (Meter Factor o MF) que se utiliza para corregir las inexactitudes inherentes al principio de medición del instrumento de flujo y es una relación del volumen corregido registrado por el equipo patrón y el registrado por el medidor de flujo.

Se admite el uso de los siguientes probadores:

- Probadores volumétricos o tanques calibrados.
- Probadores de flujo continuo.
- Medidores maestros.
- Probadores de volumen pequeño

Para mayor información acerca de cada tipo de probadores favor remitirse al capítulo 4 de las normas API MPMS

### **2.8.2. Control estadístico de los medidores**

Con el fin de mantener en control la incertidumbre en los balances y liquidaciones inherentes en la operación de transporte, se realiza el seguimiento estadístico al comportamiento de los medidores analizando la variación de los factores de los medidores durante las corridas de calibración.

Para poder realizar el control estadístico del sistema de medición dinámico que permita evaluar periódicamente el buen desempeño del sistema a partir del comportamiento del factor del medidor (MF), se debe contar con cartas de control inicial y de seguimiento, para cada medidor basadas en los lineamientos descritos en los capítulos 13.1 y 13.2 del API MPMS, ya sea con seguimiento al MF promedio o por curva de linealización.

Dentro del control de seguimiento periódico y el histórico de desempeño de los medidores se deben registrar los cambios en los elementos como transmisores de presión, temperatura, densidad y probador, entre otros, los cuales pueden impactar la confiabilidad del sistema.

### **2.8.3. Calibración de tanques de almacenamiento**

El proceso de calibración y aforo para tanques cilíndricos verticales y horizontales se debe realizar por organismos especializados, debidamente acreditados en la norma ISO/IEC 17025 por la ONAC o quien haga sus veces, en cuyo alcance se establezca el aforo de tanques utilizando los métodos o procedimientos contenidos en la última versión de las siguientes normas:

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- API MPMS Capítulo 2 Sección 2.A. Método de medición con cinta o strapping.
- API MPMS Capítulo 2 Sección 2.B. Método de la línea de referencia óptica.
- API MPMS Capítulo 2 Sección 2.C. Método de triangulación óptica.
- API MPMS Capítulo 2 Sección 2.D. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR).
- Estándar API 2555 Calibración líquida de tanque.
- API MPMS Capítulo 2 Sección 2E. Método manual o strapping.
- API MPMS Capítulo 2 Sección 2F. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR)

El proceso de aforo y el procedimiento de elaboración de la tabla de aforo para tanques verticales deberá cumplir como mínimo con los siguientes cálculos y correcciones:

- Medición física de las circunferencias utilizando cinta de trabajo o las mediciones que corresponda mediante dispositivos telemétricos aceptables.
- Medición de las alturas de cada anillo y de sus espesores de lámina.
- Medición de la altura del fondo del tanque y determinación de la relación nivel vs. volumen, mediante integración a partir de planos o mediante adición de volúmenes medidos de agua.
- Corrección por calibración de la cinta de trabajo a la cinta máster.
- Corrección por el espesor de la cinta.
- Corrección por temperatura de la cinta.
- Corrección por el espesor de lámina del tanque.
- Corrección de circunferencias a condición de tanque vacío.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Medición de los elementos interiores del tanque con efecto sobre el volumen contenido (Deadwoods).
- En caso de tener techo flotante, determinación del peso del techo y de la altura de los soportes.
- Gravedad API del producto a almacenar.
- Cálculo de los incrementos de volumen por altura de líquido.
- Corrección por densidad del producto a almacenar (Liquid head stress).
- Corrección por la temperatura de lámina (CTSh) a la temperatura estándar.
- Corrección por inclinación del tanque (Tilt).
- Corrección por excentricidad de las circunferencias del tanque.
- Estimación de la incertidumbre del aforo con su memoria de cálculo.

### **2.8.4. Tablas de aforo**

- Identificación del tanque y tipo de tanque
- Capacidad nominal del tanque
- Tipo del techo y fondo del tanque
- Diámetro y altura del cilindro (longitud para tanques horizontales)
- Norma aplicada para la calibración
- Nombre del producto
- Gravedad API del producto
- Temperatura del producto

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Temperatura base de la lámina a la cual se elaboró la tabla de aforo
- Altura de referencia
- Ajuste volumétrico por el peso del techo flotante (si aplica)
- Incertidumbre expandida
- Factor de cobertura
- Nivel de confianza
- Método de calibración del fondo
- Fecha del aforo
- Firmas de los responsables de la compañía aforadora (ejecutor y representante)

### **2.8.5. Recómputo de las tablas de aforo.**

El proceso de recómputo de las tablas de aforo deberá realizarse a partir de mediciones previamente hechas de los diámetros del tanque, cuando cambien las variables de operación del mismo, tales como temperatura o gravedad API del producto almacenado, o cuando cambie la altura de referencia sin que este cambio vaya asociado a deformación del tanque. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión.

### **2.8.6. Reaforo de tanques.**

El proceso de reaforo del tanque, a partir de nuevas medidas de los diámetros de este, y, la elaboración de una nueva tabla de aforo, deberán realizarse, cuando cambien las condiciones externas o las variables estructurales del tanque, tales como la altura de referencia por deformación inelástica del tanque, el espesor de las láminas, el diámetro o la inclinación del tanque, los volúmenes muertos internos, el techo flotante, entre otros aspectos. Los parámetros de control se referencian en el apéndice A del API MPMS 2.2A última versión

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### 2.8.7. Inspección de tanques.

Todos los tanques aprobados como puntos de medición oficial deberán inspeccionarse cada cinco (5) años para verificar los límites fijados en el apéndice A del API MPMS 2.2A. El operador deberá elaborar y mantener actualizada una tabla que registre progresivamente en forma tabular y gráfica, los cambios que resulten de cada ejercicio de verificación, en las siguientes dimensiones: diámetro interno, espesores de lámina, altura de los anillos, inclinación del tanque y altura de referencia.

### 2.8.8. Parámetros límite para reaforo de tanques

Se deberán adelantar operaciones de reaforo en los siguientes eventos:

- Cuando se evidencien variaciones en los diámetros internos de la circunferencia del fondo, superiores a las establecidas en la tabla A1 del apéndice A del API MPMS 2.2A, para las variaciones en los volúmenes netos de hidrocarburos producidos, presentados en la misma tabla.
- Cuando se evidencien variaciones en el espesor de las láminas del anillo inferior, superiores a las establecidas en la tabla A2 del apéndice A del API MPMS 2.2A para los diámetros nominales referidos.
- Cuando la variación del volumen medido final comparado con el volumen medido inicial supere el 0,024% debido a la inclinación, conforme a lo establecido en la tabla A3 del apéndice A del API MPMS 2.2A.

### 2.8.9. Parámetros límite para el recálculo de tablas de aforo

Se deberá recalcular la tabla de aforo:

Cuando la temperatura del líquido cambie en más de 10°F con respecto a la reportada en la tabla de aforo.

Cuando la densidad relativa del fluido cambie en más del 10% con respecto a la reportada en la tabla de aforo.



---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### 2.9. MUESTREO

El muestreo de crudo y combustibles refinados en COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se puede realizar en dos formas: muestreo manual y muestreo automático. El uso de cada tipo de muestreo dependerá de las facilidades existentes y de la finalidad de la muestra obtenida.

#### 2.9.1. Muestreo manual

El objetivo de este método es obtener una muestra representativa del producto contenido en un tanque. Las muestras pueden ser tomadas con la intención de representar un punto particular del tanque (fondo, medio o superior) o a través de una serie de muestras obtener una muestra del tanque compuesta.

La especificación, instalación y operación del muestreo manual en línea deben ser acordes con el API MPMS 8.1.

#### 2.9.2. Muestreo Automático

Este método utiliza un dispositivo denominado muestreador automático para extraer una muestra representativa del líquido que fluye por la tubería. Básicamente, consta de un acondicionador de flujo ubicado aguas arriba del punto de localización del muestreador, una sonda y extractor de muestra, un controlador de muestreo que garantice la proporcionalidad a la rata de flujo y recipientes de muestras con indicador de nivel. Estos sistemas deben ser especificados, instalados y operados de acuerdo con el API MPMS 8.2

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### 2.10. FRECUENCIAS DE CALIBRACIÓN

Tipo	Frecuencia inspección/verificación	Frecuencia calibración
Probador Volumétrico tipo Tanque	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el anexo B del API MPMS 4.8. Sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios o 3 años para portátil
Probador Compacto	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el anexo B del API MPMS 4.8. Sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios o 3 años para portátil
Probador Bidireccional	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el anexo B del API MPMS 4.8. Sin exceder intervalos de 5 años para equipos estacionarios o 3 años para portátil
Probador Medidor Maestro	Inspección antes y después de ser usado	Según la frecuencia calculada en el anexo B del API MPMS 4.8. Sin exceder intervalos de 1 año
Transmisor de presión	Mensual	Semestral
Transmisor de temperatura	Mensual	Semestral
Densímetro	Semestral	Según resultados de la verificación
Termómetros electrónicos Portátiles (PET)	Inspección diaria o antes de cada uso. Verificación diaria y mensual	Anual
Cintas de medición		Anual

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### 2.11. ESPECIFICACIONES MÍNIMAS DE CALIDAD PARA EL CRUDO QUE SE TRANSPORTA POR EL OLEODUCTO Y EL PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL RECHAZO DE LOS QUE NO CUMPLAN CON ESTAS ESPECIFICACIONES.

#### 2.11.1. Características del hidrocarburo

Las características del hidrocarburo transportado son las siguientes:

PARAMETRO	CALIFICACIÓN Ó VALOR
Estado	Líquido
Color	Negro
Solubilidad en Agua	Ninguna
Punto de Inflamación (C. Abierta)	35 °C (95 °F)
Punto de Inflamación (C. Cerrada)	15.5 °C (60 °F)
Gravedad API @60 °F	22° API
Contenido de agua y sedimentos	< 0.5 % en volumen
Parafinas	7.85 (% en peso)
Asfaltenos N-Heptano	10.91 (% en peso)
Contenido de Azufre	0.94 (% en peso)
Contenido de Ceniza	<0.001 (% en peso)
Contenido de Sal	20 Lbs/1000 bbl
Viscosidad Cinemática @90°F	60.8 cST
Viscosidad Cinemática @100°F	47.4 cST
Viscosidad Cinemática @110°F	37.7 cST
Viscosidad Cinemática @120°F	30.4 cST
Viscosidad Cinemática @130°F	25.0 cST
Viscosidad Cinemática @140°F	20.7 cST
Viscosidad Cinemática @150°F	17.4 cST
Viscosidad Cinemática @160°F	14.8 cST
Viscosidad Cinemática @210°F	7.5 cST
Punto de Fluidez	- 34 °C
Inflamable	Si
Oxidante	No
Corrosivo	No
Explosivo	No
Tóxico	No
Asfixiante	No
Irritante	Si
Radiactivo	No

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### 2.12. REQUISITOS DE CALIDAD

**Sustancias líquidas.** Nada de lo contenido en este Manual será interpretado como si se estuviese solicitando a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO que transporte cualquier sustancia que no sea petróleo o algún petróleo o hidrocarburo que no se ajuste a los requisitos de calidad del numeral 12.11.1.

**Calidad Mínima:** Los volúmenes que ingresen al oleoducto en el punto de recibo, deben cumplir con la calidad mínima establecida en el numeral 12.11.1.

**Certificación de Calidad.** El Remitente proporcionará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO, siempre que ésta se lo solicite, un certificado que compruebe las características y especificaciones de calidad del petróleo.

### 2.13. Determinación de cantidad y calidad.

- Según lo estipulado en la Resolución 40236 del 07 de julio de 2022, artículo 8 – Calidad de los hidrocarburos líquidos en el punto de medición oficial - Parágrafo 3, para los puntos de medición oficial que entreguen a los transportadores del servicio público de transporte de crudo, el análisis de la calidad de crudo se realizará de acuerdo con lo establecido en la resolución 72145 de 2014 o aquellas normas que la modifiquen o sustituyan, en relación con la actividad de transporte de crudo.
- La determinación de la calidad a los crudos se realiza con personal competente en los laboratorios de las facilidades, verificando la conformidad de la calidad cumpliendo los requisitos técnicos de la norma NTC-ISO/IEC 17025 versión vigente.
- Los tanques de almacenamiento en las facilidades que almacenan el producto deben cumplir con las rutinas de drenajes antes y después del recibo, dejando registro de su realización. Los tiempos de decantación dependerán del tipo de crudo y la complejidad de la operación.
- Las muestras tomadas para la determinación y evaluación de la calidad deberán permanecer en custodia por la empresa de Inspección por un tiempo no inferior a 15 días.
- Al efectuar una entrega o un retiro se reportarán sus resultados según formatos oficiales diseñados y dados a conocer previamente por el operador a los Remitentes. Estos formatos constituyen los documentos sobre los cuales se calcularán tanto el valor del transporte, las cantidades transferidas, los ajustes por calidad, etc; y servirán como documentos de soporte para todos los efectos posteriores.
- Al finalizar cada mes calendario COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO publicará en el BTO un reporte, los Remitentes deben registrar su acceso a dicho reporte a más tardar el décimo día

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

calendario del mes siguiente, indicando los volúmenes en barriles brutos entregados y retirados y las calidades promedio en cada punto de entrega y retiro.

- El balance volumen-calidad se hará entre la estación de bombeo desde la Estación Jaguar y la estación de recibo en la Estación Maní. (Esto supone determinación de calidad en la Estación Jaguar.)
- El oleoducto podrá transportar hidrocarburos segregados dependiendo de la solicitud expresa de un Remitente en particular y la aceptación por parte de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO. El transporte de hidrocarburos segregados no podrá cambiar las propiedades establecidas en el balance por exceso o defecto de este Manual.
- COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se reserva el derecho de recibir o no el hidrocarburo que no cumpla estos valores; en caso de recibirlo el Remitente pagará a COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO los costos en que se incurra en el eventual tratamiento de este hidrocarburo para ponerlo dentro de las especificaciones de este numeral.
- Se reserva el derecho de requerir, rechazar o aprobar la inyección, en cualquier punto del oleoducto de productos tales como inhibidores de corrosión, depresores de punto de fluidez, reductores de fricción o cualquier otro aditivo en el hidrocarburo que se vaya a transportar. En el caso que el hidrocarburo esté por fuera de los valores de calidad establecidos en este documento y COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO haya aceptado su transporte, COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO podrá facturar al Remitente el valor correspondiente el aditivo utilizado para corregir el hidrocarburo, así como el costo de la inyección.

### 2.14. ESPECIFICACIONES MÍNIMAS DE CALIDAD

Las especificaciones mínimas de calidad establecidas para el recibo de crudos en transferencia en Custodia son las siguientes:

#### a. PARA CRUDO LIVIANO

Parámetro de Prueba	Límites	Estándar de Prueba
Sedimento y Agua o particulados	≤ 0.5 % por volumen	Sedimento ASTM D-473 Agua - Karl Fischer ASTM D-4377
Densidad @ 15°C	≤ 927 kg/m <sup>3</sup>	ASTM D-287 o
Gravedad API @ 60 °F	≥ 21.1 °API	ASTM D-1298
Viscosidad @ 30°C:	≤ 250 cSt @ 30 °C	ASTM D-445 o D-446

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

Presión de Vapor	≤ 103 kPa RVP	ASTM D-323
Temperatura de Recibo	≤ 38 °C	
Cloruros Orgánicos	0 trazas (máximo)	

### b. PARA CRUDO PESADO

Parámetro de Prueba	Límites	Estándar de Prueba
Sedimento y Agua o particulados	≤ 0.8 % por volumen	Sedimento ASTM D-473 Agua - Karl Fischer ASTM D-4377
Densidad @ 15°C	≥ 946 kg/m <sup>3</sup>	ASTM D-287 o
Gravedad API@ 60 °F	≥ 18 °API	ASTM D-1298
Viscosidad @ 30°C:	≤ 300 cSt @ 30 °C	ASTM D-445 o D-446
Presión de Vapor	≤ 103 kPa RVP	ASTM D-323
Temperatura de Recibo	≤ 38 °C	
Cloruros Orgánicos	0 trazas (máximo)	

### 2.15. Mecanismos de compensación de calidad por la mezcla de crudos.

- Cada uno de los remitentes entregará al Oleoducto en un punto determinado un volumen de crudo, el cual, y únicamente para efectos de Compensación Volumétrica por Calidad, se valorizará de conformidad con el Anexo 01 de este Manual, de acuerdo con su calidad particular. Esta calidad será determinada por un inspector de cantidad y calidad Independiente, aceptada y reconocida tanto por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO como por el Remitente.
- En razón a que, por efectos del transporte, los petróleos crudos recibidos en el Oleoducto se mezclan aleatoriamente, cada Remitente recibirá en el punto de retiro un volumen de petróleo crudo con una calidad distinta a la de su petróleo crudo transportado, excepto cuando haya solicitado y se haya aceptado el transporte del petróleo crudo en forma segregada.
- La calidad de este petróleo crudo también será determinada por un inspector de cantidad y calidad independiente aceptado y reconocido tanto por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO como por los Remitentes. Este petróleo será valorizado únicamente para efectos de Compensación Volumétrica por Calidad y tendrá en cuenta la compensación por calidad debido a las interfaces que se dan al ser transportados con otros crudos.
- Con el fin de establecer una equidad en el transporte para todos los Remitentes, el Operador aplicará el mecanismo de Compensación Volumétrica por Calidad descrito en el Anexo 01 de este Manual el cual tiene las siguientes características principales:

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- En cada mes calendario el Transportador realizará un balance de los volúmenes (perdidos, retirados y existentes) y calidades, entregados al Oleoducto.
- La Compensación Volumétrica por Calidad será interna entre los Remitentes en forma tal que los saldos volumétricos finales sean iguales a cero y COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO en su carácter de 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.
- La Compensación Volumétrica por Calidad no hace parte de la tarifa de transporte y por lo tanto esta tarifa no podrá ser compensada ni tendrá variación alguna por este concepto.

### **2.16. PROCEDIMIENTOS PARA LOS BALANES VOLUMETRICOS DEL OLEODUCTO, CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN EL TRANSPORTE, LLENO DE LINEA EN EL SISTEMA Y VLUMEN TRANSPORTADO**

Se establece el siguiente procedimiento de balance por exceso o defecto para cada remitente:

Cada Remitente nominará su programa de retiros igual a su programa de entregas.

### **2.17. LIQUIDACIÓN DE PÉRDIDAS IDENTIFICABLES**

Como base para la liquidación de las pérdidas identificables, se tomará el informe elaborado por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO donde consten las condiciones de operación, fecha, hora, sitio, causas, entregas, despachos, retiros, crudo recuperado y perdido determinado después del llenado de la línea y la reanudación del bombeo.

### **2.18. LIQUIDACIÓN DE PÉRDIDAS NO IDENTIFICABLES**

Por pérdidas no identificables se entienden únicamente las pérdidas normales en transporte (tolerancia), en un volumen hasta del cero punto cinco por ciento (0,5%) de las entregas en cada mes, para el transporte desde los puntos de entrega. hasta los puntos de retiro, que corresponden entre otras causas a contracción volumétrica, escapes, evaporación y pérdidas de manejo inherentes al Oleoducto. Estas pérdidas serán calculadas mensualmente por el Transportador de tal forma que el cálculo mensual refleje las pérdidas reales ocurridas durante cada mes. Este cálculo se realizará mediante balances que el Transportador deberá realizar al iniciar cada mes respecto del mes calendario precedente, los cuales reflejaran las entregas y los retiros, el movimiento de inventarios y las pérdidas identificables si las hubiese.

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

En el caso de hidrocarburo o de petróleo crudo mezcla, las pérdidas no identificables del mes calendario, serán asumidas por cada uno de los Remitentes.

En el evento que las pérdidas no identificables superen el cero punto cinco por ciento (0,5%) de las entregas en un mes determinado, el Operador podrá reflejar en el balance mensual el volumen correspondiente a dichas pérdidas y éstas serán asumidas por los Remitentes en la misma proporción descrita anteriormente; pero el Transportador deberá iniciar una investigación inmediatamente se reporte el hecho con el fin de conocer las causas de las pérdidas. El Transportador deberá así mismo informar este hecho en forma inmediata a todos los Remitentes afectados por las pérdidas, especificando sus causas y las soluciones apropiadas para que las pérdidas no excedan el cero punto cinco por ciento (0.5%).

$$PNI = Entradas + Inventario inicial - Despachos - Retiros - Inventario final - Pérdidas identificables$$

Las pérdidas no identificables (PNI) serán distribuidas de acuerdo con la compensación volumétrica de las entregadas por cada compañía del mes en el que se detectaron o el mes en el que se reportaron. Las pérdidas identificables (PI) se distribuyen de acuerdo a la participación en dólares de las entregas por cada compañía en el mes anterior.

### 2.19. BALANCE VOLUMÉTRICO

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO realiza balance volumétrico diario y balance volumétrico mensual.

Balance Volumétrico Diario.- Éste balance es desarrollado internamente del volumen transportado día a día y sirve para identificar irregularidades de manera temprana, ésta información no es publicada.

Balance Volumétrico Mensual.- Se consolidan los totales de entregas, retiros, pérdidas e inventarios del último día del mes anterior; ésta información se publica en el BTO.

### 2.20. Mecanismos para la atención de reclamos de los remitentes, y la atención de solicitudes de terceros, incluyendo términos para su presentación y para su respuesta por parte del transportador.

### 2.21. IDENTIFICACIÓN O RECIBO DE CRUDO FUERA DE ESPECIFICACIONES AL INTERIOR DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El monitoreo de calidad definido por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO permite establecer cuando un producto que se está transportando, recibiendo por transferencia de custodia o almacenando en el



## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

sistema, está fuera de especificaciones, es decir que no cumple con los requisitos de calidad mínima establecida por el transportador. Las acciones que se toman al momento de identificar una desviación de la calidad son:

1. Verificar que los procesos de muestreo y análisis fueron realizados correctamente. En caso contrario, se realiza nuevamente el muestreo y/o análisis según el producto existente o sobre muestras testigo.
2. El Área encargada de Calidad notifica a las áreas involucradas de la organización los detalles del crudo fuera de especificaciones. De acuerdo a esto se define un plan de acción de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO y si es necesario se informa al REMITENTE del producto para que participe en las acciones de dicho plan.
3. Se monitorea la calidad de la corriente que está fuera de especificaciones, si persiste la desviación COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO podrá suspender el recibo de la corriente en cuestión hasta tanto no se tenga un plan de acción establecido por el REMITENTE y el crudo esté nuevamente dentro de las especificaciones de calidad requeridas.
4. Si el tanque de almacenamiento que recibió el producto fuera de especificaciones también se encuentra fuera de especificaciones, debe incluirse entre el plan de acción diseñado para mitigar la contaminación.
5. Los costos en que incurra COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO para conseguir que el crudo entre en especificaciones serán cargados al propietario del crudo, así como los costos que estén relacionados con el retiro de dicho crudo del sistema en el evento que COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO lo considere necesario.
6. En el caso de retirar el crudo del sistema de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO, dicho retiro se hará a riesgo, costo único y a expensas propias del Remitente. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO tendrá derecho de vender, como agente del propietario del crudo, el petróleo retirado de cualquier manera comercialmente razonable. COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO pagará del producto de tal venta todos los Costos de Manejo en los que ha incurrido y los daños resultantes al Petróleo de los otros Remitentes. El saldo de tal monto, si lo hubiese, será pagado por COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO al dueño del crudo.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### 2.22. OPCIONES OPERACIONALES PARA MITIGAR EL IMPACTO EN CALIDAD

Los planes de mitigación se desarrollan según las circunstancias específicas de cada caso. Sin embargo, las principales acciones de mitigación del impacto de un producto fuera de especificaciones son:

1. **Diluir.** Para diluir existen dos (2) opciones:
  - *Diluir con el mismo tipo de crudo.* Calcular el volumen necesario para llevar la especificación fuera de rango al margen permitido.
  - *Diluir con otro crudo.* Calcular el volumen necesario para llevar a especificaciones el crudo fuera de calidad.
2. **Degradar.** Convertir todo el volumen de crudo fuera de especificaciones a un tipo de crudo de menor calidad.
3. **Acuerdo de entrega fuera de especificaciones.** Llegar a un acuerdo para poder entregar el crudo en las condiciones de calidad presentes.

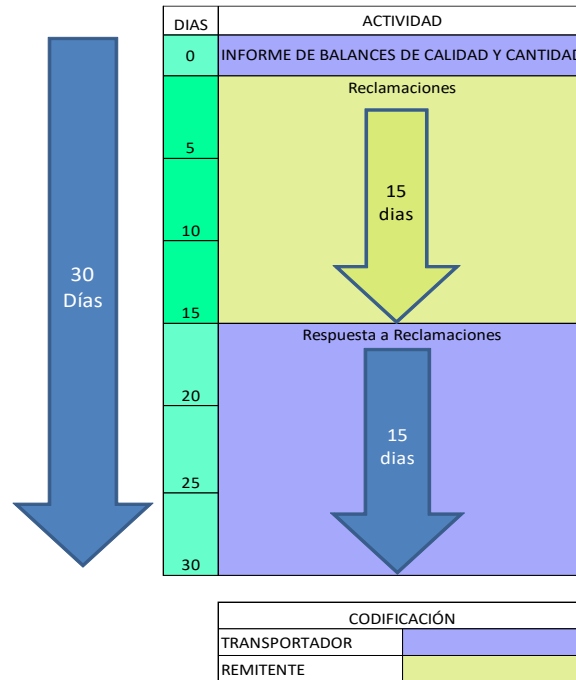
### 2.23. RECLAMO DE REMITENTES

Las reclamaciones que haga el remitente al transportador en relación con los faltantes, sobrantes o calidad del crudo en los puntos de entrega y recibo, serán respondidas por éste en un término máximo de quince (15) días, contados a partir de la fecha de recibo de la reclamación.

Las reclamaciones deberán estar debidamente soportadas tanto técnica como documentalmente ante el transportador a efectos de realizar un análisis válido del reclamo.

A continuación, se muestra un diagrama de tiempos para las reclamaciones:

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS



### 2.24. Procedimientos de coordinación de operaciones, comunicaciones y atención de emergencias.

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO en concordancia con las actividades de transporte de crudo que realiza y buscando proteger a las personas, el medio ambiente y la propiedad, cuenta con procedimientos que soportan la protección y preservación del ambiente, así como la atención y respuesta a incidentes, emergencias y contingencias.

Dichos procedimientos describen las actividades que deben ser cubiertas, las diferentes áreas de la organización que participan como responsables de cada actividad y los registros o documentos que corresponden al Plan de contingencia.

El manual operativo de COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO es el referente para el plan de contingencia: **MANUAL OPERATIVO PARA PLAN DE CONTINGENCIA versión actualizada**

### GESTIÓN DEL PROCEDIMIENTO

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

La gestión de este procedimiento corresponde al Líder de Medición, que deberá, por lo tanto, interpretar las dudas que puedan surgir en su aplicación, así como proceder a su revisión cuando sea necesario para actualizar su contenido o por el cumplimiento de las frecuencias establecidas para ello.

### DISTRIBUCIÓN

Su distribución será la definida por el Listado Maestro de Documentos, correspondiendo al proceso HSE Latam la realización de la distribución y el control final de la misma.

### DOCUMENTOS DE REFERENCIA

NOMBRE DEL DOCUMENTO	CODIGO
Amended and Restated Oleoducto Central Agreement. Schedule K: Transportation Agreement. Schedule D: Initial Shippers General Term & Condition.	Article 6. Section 6.3. <i>Taking of Samples</i> . Article 7. Section 7.1. <i>Minimum Quality</i> . Attachment 2.
ASTM D-4377. Contenido de agua por Karl Fisher.	
ASTM D-4006. Contenido de agua por destilación.	
ASTM D-1298. Gravedad API	
ASTM D-473. Contenido de sedimento	
ASTM D-5853. Punto de fluidez	
ASTM D-3230. Contenido de sal	
ASTM D-4294. Contenido de azufre	
ASTM D-445. Viscosidad cinemática	
ASTM D-664/974. Número Ácido	
ASTM D-5863. Determinación de Níquel, Vanadio, Hierro y Sodio en crudo y combustibles residuales por absorción atómica	
ASTM D-323. Presión de vapor	
ASTM D-4929. Determinación de contenido de Cloruros orgánicos en petróleo	

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

MPMS-API. Capítulo 2 Sección 2.A. Método de medición con cinta o strapping	
MPMS-API. Capítulo 2 Sección 2.B. Método de la línea de referencia óptica	
MPMS-API. Capítulo 2 Sección 2.C. Método de triangulación óptica	
MPMS-API. Capítulo 2 Sección 2.D. Método de los rangos de distancias internas medidas mediante sistema electro-óptico (EODR)	
MPMS-API. Capítulo 3.1A. Medición de nivel	
MPMS-API. Capítulo 4. Probadores	
MPMS-API. Capítulo 5. Medidores de flujo	
MPMS-API. Capítulo 6. Sistemas de medición dinámica	
MPMS-API. Capítulo 7. Determinación de temperatura	
MPMS-API. Capítulo 8 Sección 1. Muestreo manual	
MPMS-API. Capítulo 8 Sección 2. Muestreo automático	
MPMS-API. Capítulo 8 Sección 3. Mezcla y manejo de muestras líquidas	
MPMS-API. Capítulo 11. Tablas de factores de corrección	
MPMS-API. Capítulo 12. Cálculo de cantidades	
MPMS-API. Capítulo 13. Aspectos estadísticos de medición y muestreo	
MPMS-API. Capítulo 14.6 Medición continua de densidad	
MPMS-API. Capítulo 21.2 Medición electrónica de líquidos	

### REGISTROS

No aplica

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

### DIAGRAMA DE FLUJO

(No aplica)

### RESUMEN DE REVISIONES

REV. 0 Enero/2011. Emisión original.

REV. 1 Enero/2011. Actualización de contenido.

REV. 2 Febrero/2011. Actualización de contenido.

REV. 3 Octubre/2015. Revisión de los requisitos de la normatividad emitida por el ministerio de minas y energía. Actualización Logo CEDCO.

REV. 4 Septiembre/2021. Inclusión de tabla de frecuencias de calibración de los equipos de medición. Actualización de las secciones de equipos, medidores, probadores, medición estática, medición dinámica y muestreo.

REV. 5 Noviembre/2022. Actualización normatividad legal colombiana Resolución 40236 del 07 de julio de 2022 expedido por Ministerio de Minas y Energía (numeral 2.13).

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

### ANEXO 01 - COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD (CVC)

El presente Manual abarca desde el proceso diario hasta la compensación volumétrica por calidad reflejando las operaciones que se realizan en el sistema.

#### i. BALANCE VOLUMÉTRICO

En COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO se realizan dos (2) balances volumétricos:

- Balance Volumétrico diario por punto.
- Balance volumétrico mensual.

##### a. BALANCE VOLUMÉTRICO DIARIO

El balance que se realiza día a día tiene como finalidad estimar las pérdidas no identificables (PNI) que se presentan en el sistema o para calcular un despacho. La suma de las pérdidas no identificables de cada punto representa la pérdida estimada de un día específico y es una ayuda para iniciar acciones correctivas inmediatas.

##### b. BALANCE VOLUMÉTRICO MENSUAL

Este balance es el consolidado final mensual basado en volúmenes totales de Entregas, Retiros, PNI, PI, Inventario del último día del mes anterior, considerado Inventario Inicial y el inventario del último día del mes a Balancear.

Cálculo de PNI totales.- Las PNI totales se calculan utilizando la siguiente ecuación.

$$PNI = Entregas + Ii - Despachos - If - PI$$

Donde:

*Entregas* Entrega de producción al sistema de transporte

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

*Ii* Existencias en tanques del último día del mes anterior + el crudo con que se encuentre empacada

*If* Existencias en tanques del último día del mes a balancear + el empaque de la línea

*Despachos* Entrega de crudo a la Estación destino (Maní).

*PI* Pérdidas identificables calculadas según porcentajes dados por ingeniería, o por emergencias, o trabajos de reparación y/o mantenimiento.

*PNI* Pérdidas no identificables.

### ii. COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD (CVC)

El propósito de la CVC es distribuir la propiedad de una corriente a cada propietario de Petróleo, respecto de la calidad inicial entregada para transporte basado en un método de valoración de Petróleos. El proceso le entrega un mayor volumen del recibido inicialmente, a aquellas compañías que por efecto de las mezclas que se producen en el transporte, desmejoraron la calidad de su Petróleo y viceversa.

El Procedimiento de Compensación Volumétrica Por Calidad (CVC) se realiza cuando se dan las siguientes condiciones:

- Mezcla de dos (2) ó más corrientes con diferente participación de propiedad por compañía y diferente calidad de cada una de las corrientes a mezclar.

Para poder realizar la compensación volumétrica por calidad es necesario realizar los siguientes procesos:

Caracterización de Petróleos: Es el proceso de identificación de cada uno de los Petróleos que forman parte de las corrientes que se transportan en el Oleoducto, comúnmente llamados Petróleos puros ó corrientes puras. A cada una de las corrientes puras se les realiza una caracterización en un laboratorio especializado, llamado "Assay". Las mezclas que se generan a lo largo del sistema de transporte se simulan mediante herramientas tecnológicas diseñadas para tal fin.



---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

Valoración de Petróleos. Es asignar un valor a cada una de las corrientes puras y a las mezclas, basados en métodos de valoración como Cortes por Destilación ó regresión lineal con API y contenido de Azufre. Este proceso de valoración se realiza en una aplicación que ha sido aprobada por cada uno de los Remitentes.

Balance Volumétrico del Oleoducto. Es el cálculo de las Pérdidas No Identificables (PNI), teniendo en cuenta los informes presentados por el Inspector Independiente de cada una de las estaciones y la validación que se realiza diariamente de cada uno de los movimientos de petróleo en custodia (Balance Mensual).

### iii. CARACTERIZACIÓN DE PETRÓLEOS

Se requiere para actualizar la canasta de Petróleos utilizada en el proceso de valoración. Es importante porque:

- Permite una Correcta asignación de volúmenes por compañía en el sistema de transporte.
- Valoración precisa de cada Petróleo en las corrientes.
- Precisión en el establecimiento de las diferencias en calidad de los diferentes Petróleos, las cuales son representadas en un mayor/menor precio.

#### a. CRITERIOS DE CARACTERIZACIÓN

La caracterización de Petróleos se evalúa mensualmente, por parte del grupo encargado de la Compensación Volumétrica por Calidad. En primera instancia se revisan las diferencias en API entre el valor del Assay y el valor del mes a reportar. Si existen diferencias mayores a 2° API se realizan las siguientes acciones:

- Se revisa si en meses anteriores el comportamiento ha sido similar.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Se discute con el operador ó responsable en campo de la corriente a fin de identificar las causas de las diferencias.
- Se analiza la información y se determina en conjunto con el personal responsable en campo de la corriente la decisión de hacer un muestreo ó no.
- Si las diferencias corresponden a pruebas u operaciones especiales puntuales, no se muestrea nuevamente, pero se hace seguimiento más detallado al Petróleo. Es responsabilidad del operador informar al administrador de la CVC oportunamente los posibles cambios en las mezclas para evitar distorsiones en las mismas.

Para tomar la decisión de muestrear se tienen en cuenta principalmente las siguientes razones:

- Cambios mayores de 2° API de la corriente a evaluar. Petróleos que presenten un comportamiento por fuera de los límites mínimo ó máximo.
- Petróleos que, según información del operador, hayan cambiado su composición, aun cuando no se vea reflejada en un cambio en API (nuevos pozos, etc.)
- Entrada de nuevos Petróleos a una corriente. Petróleos nuevos que no hayan sido muestreados y hayan sido declarados comerciales.

Las caracterizaciones son del tipo Assay y son realizadas en un laboratorio especializado en análisis de Petróleo.

### b. RESPONSABILIDADES

Responsabilidades de las Compañías Operadoras de cada campo:

- Definir qué Petróleos se considera a muestrear.

---

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

---

- Suministrar transporte en el área de muestreo y permisos necesarios para realizar el muestreo (Contratista).
- Suministrar recipientes para la recolección de las muestras (3 de 5 galones).
- Indicar al representante de la Compañía Contratista el lugar de muestreo. La representatividad de la muestra es responsabilidad plena del operador del campo. El sitio de muestreo no puede tener contenido de agua superior a 0,5% vol. Si el porcentaje es superior, las muestras son tomadas y secadas por el operador y entregadas al laboratorio que corresponda en el sitio acordado.
- Si una vez realizado el muestreo, se identifica que la muestra no es representativa del Petróleo y los resultados Assay no son aceptados, el costo del nuevo muestreo y análisis será por cuenta del operador del campo.

### *Responsabilidades de la Compañía Contratista:*

- Suministrar personal para la realización del muestreo.
- El representante de la Compañía Contratista se trasladará hasta el área del muestreo, sitio en el cual se reunirá con el operador.
- Recolectar y transportar las muestras hasta el laboratorio.
- Realizar Assay según estándares internacionales
- Entregar resultados en tiempos establecidos

### *Responsabilidades del Transportador:*

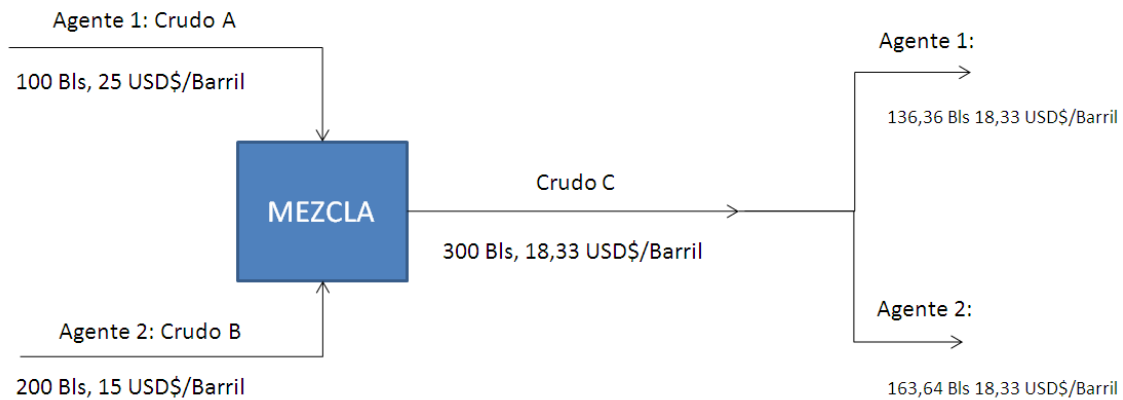
- Coordinar muestreo
- Realizar pagos a la Compañía Contratista

## PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS

- Velar por el cumplimiento de los estándares
- Velar por el cumplimiento de compromisos.

### iv. CÁLCULO DE COMPENSACIÓN VOLUMÉTRICA POR CALIDAD (CVC)

El cálculo de los barriles equivalentes, se puede entender fácilmente a través del siguiente ejemplo, donde se simula una mezcla para dos crudos A y B de propiedad de las compañías agente 1 y agente 2, en un sistema donde no hay almacenamiento y las compañías no realizaron ningún retiro.



CRUDO	VOL, Bls	USD\$/Barril	USD\$	% Monetario	Barriles equivalentes
A	100	25,00	2500	45,45%	136,36
B	200	15,00	3000	54,55%	163,64
C	300	18,33	5500		300

#### Ejemplo de criterios de CVC

Se puede observar cómo el Crudo A, de mayor calidad al Crudo B, al mezclarse, recibe luego del transporte, un menor volumen, que le representa el mismo beneficio que los barriles inicialmente recibidos en Custodia.