

**PLAN DE ACCION PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS DESBALANCES
VOLUMÉTRICOS EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE
ECOPETROL S.A.**

KAROL REY RODRIGUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

**PLAN DE ACCION PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS DESBALANCES
VOLUMÉTRICOS EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE
ECOPETROL S.A.**

KAROL REY RODRIGUEZ

**Trabajo de grado para optar al título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director

Erik Giovany Montes Páez

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Producción de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. EL BALANCE VOLUMÉTRICO	14
1.1. PÉRDIDAS IDENTIFICADAS, PI.....	15
1.2. PÉRDIDAS NO IDENTIFICADAS, PNI.....	17
1.3. CASOS ESPECIALES.....	17
2. EL BALANCE VOLUMÉTRICO EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A.	18
2.1. REGLAMENTO DE TRANSPORTE.....	18
2.2. REGLAMENTO DE CONTABILIZACIÓN DE TRANSACCIONES E INVENTARIOS DE LA CADENA DE SUMINISTRO DE ECOPETROL S.A.....	19
2.3. EL PROCESO Y SU REGISTRO.....	21
2.4. CONOCIMIENTO Y APLICACIÓN DE LOS INSTRUCTIVOS VOLUMÉTRICOS.....	23
2.5. EL PROCESO DE CAPACITACIÓN EN GESTIÓN VOLUMÉTRICA....	25
2.6. INDICADORES.....	26
3. PLAN DE ACCIÓN	28
3.1. CAMBIOS AL PROCESO.....	28
3.1.1. Efectos de la Compensación Volumétrica por Calidad.....	28
3.1.2. Manejo de los Movimientos Operacionales Estimados.....	29
3.1.3. Manejo de la operación de dilución de crudos.....	29
3.2. PROCESO DE CAPACITACIÓN.....	30
3.3. INDICADORES.....	32
3.3.1. Pérdidas No Identificadas.....	33
3.3.2. Pérdidas Totales.....	34
4. CONCLUSIONES	36
BIBLIOGRAFIA	37
ANEXOS	39

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Flujo de Información Volumétrica.....	20
Figura 2. Balance con Movimientos Operacionales Estimados.....	22
Figura 3. Balance sin Movimientos Operacionales Estimados.....	23
Figura 4. Reporte Movimientos Operacionales Estimados.....	24
Figura 5. Ejemplo volúmenes en Movimientos Operacionales Estimados.....	25
Figura 6. Funcionarios Capacitados.....	25
Figura 7. Resultados Evaluaciones.....	26

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Resolución 181258 de Julio 14 de 2010.....	39
Anexo B. Compensación Volumétrica por Calidad.....	70
Anexo C. Movimientos Operacionales Estimados.....	72
Anexo D. Cálculo Contracción Volumétrica.....	77

GLOSARIO

ACN: Denominación de la antigua Asociación Cravo Norte que era la propietaria del oleoducto Caño Limón – Coveñas, bajo esta denominación se sigue identificando los movimientos volumétricos de este oleoducto aunque la asociación ya no exista.

Balance: Procedimiento mediante el cual se relacionan los inventarios inicial y final, las entradas y salidas y las Pérdidas Identificadas (PI) de producto en un sistema previamente definido, con el objeto de determinar las Pérdidas No Identificadas (PNI) de producto que se presentan en un período definido.

Benchmarking: Proceso sistemático y continuo para evaluar los productos, servicios y procesos de trabajo de las organizaciones que son reconocidas como representantes de las mejores prácticas, con el propósito de realizar mejoras organizacionales.

Cadena de Suministro: Conjunto de procesos y recursos físicos de Ecopetrol S.A. utilizados para extraer, transportar, distribuir, almacenar, refinar y comercializar hidrocarburos, combustibles, biocombustibles y demás productos asociados.

Crudos: Cantidades de petróleo crudo tratado, deshidratado, desgasificado, drenado, reposado, estabilizado y medido en las instalaciones de fiscalización y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, o quien haga sus veces que son transportadas por los sistemas de Oleoductos.

CVC: Compensación Volumétrica por Calidad. Proceso mediante el cual se modifica (ajusta) la distribución de la propiedad del inventario de una mezcla de crudos, para cada uno de los propietarios que aportan a un sistema de transporte, con el fin de mantener el valor del aporte por las variaciones en la calidad de los diferentes crudos que participan en una mezcla por efectos del transporte por ducto.

GLP: Gas Licuado de Petróleo, hidrocarburo obtenido del proceso de refinación del petróleo que en condiciones ambientales normales de temperatura y presión es gaseoso, también se transporta por los ductos de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A..

MOE: Movimiento Operacional Estimado, movimientos internos de la Vicepresidencia de Transporte que no son medidos directamente y se calculan por medio de unas medidas base.

OCENSA: Oleoducto Central S.A., uno de los principales oleoductos del país que inicia en el campo Cusiana y llega hasta el puerto de Coveñas.

ODC: Oleoducto de Colombia, oleoducto que inicia en la estación Vasconia, en Puerto Boyacá y llega hasta el puerto de Coveñas.

ODL: Oleoducto de los Llanos, oleoducto que mueve volúmenes desde el campo Rubiales en el Departamento del Meta hasta Monterrey en el Departamento del Casanare

PI: Pérdidas Identificadas, pérdidas de producto cuyo origen y causa son perfectamente determinados y cuya cantidad es establecida mediante medición directa, inferida por medio de un método matemático o estimada de la manera más razonable posible. Es una salida en la ecuación de balance

PNI: Pérdidas No Identificadas, pérdidas de producto cuyo origen y causa no pueden ser determinados por lo cual su cantidad no puede ser establecida por ningún método. Su valor es el resultante del desarrollo matemático de la ecuación de balance.

PT: Pérdidas Totales, diferencia entre las entradas, las salidas y la variación de inventarios (inventario inicial menos inventario final) como resultado de la aplicación de la ecuación básica de balance cuando su resultado matemático es diferente de cero (0).

Recurso: Conjunto de elementos que representa física o lógicamente el modelo que maneja los hidrocarburos, biocombustibles y/o productos en la Cadena de Suministro de Ecopetrol S.A.

Refinados: Hidrocarburos resultantes del proceso de refinación del petróleo como gasolina, diesel, jet, biocombustibles, etc., que se transportan por la red de poliductos de Ecopetrol S.A..

Remitente: Persona natural o jurídica que contrata un servicio de transporte y suscribe un acuerdo con el transportador. Se entenderá que el remitente actúa como dueño del producto a transportar a menos que se especifique lo contrario. En el caso de transporte de petróleo crudo, uno de los remitentes es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.

SINOPER: Sistema de Información Operacional Volumétrico de la Vicepresidencia de Transporte

SIV: Solución de Información Volumétrica. Herramienta que consolida y procesa la información volumétrica generada en las Vicepresidencias Operativas de Ecopetrol hasta su contabilización.

VIT: Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A.

RESUMEN

TITULO: PLAN DE ACCION PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS DESBALANCES VOLUMÉTRICOS EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A.¹

AUTOR: KAROL REY RODRÍGUEZ²

PALABRAS CLAVE: Balance Volumétrico, desbalance, pérdidas identificadas, pérdidas no identificadas, inventarios, contabilización

CONTENIDO: La información volumétrica de la Vicepresidencia de Transporte (VIT) de Ecopetrol S.A. se basa en sus balances, es decir, en el procedimiento mediante el cual se relacionan los inventarios inicial y final, las entradas y salidas y las pérdidas identificadas de producto en sus sistemas, con el objeto de determinar las pérdidas no identificadas (desbalances) de producto que se presentan, es uno de los objetivos del negocio de transporte, reducir al mínimo posible las pérdidas ya que de esta manera no sólo se aseguran las prácticas operacionales sino también los buenos resultados financieros, ya que la información volumétrica finalmente representa el dinero que mueve este negocio, actualmente, existen niveles de desbalance que impactan los resultados financieros de la organización .

Partiendo de la normatividad para el transporte por oleoductos en Colombia y de los lineamientos que Ecopetrol establece para su información volumétrica, se realiza una revisión del estado actual del proceso de gestión de la información volumétrica en la VIT y del nivel de conocimiento que tiene el personal responsable de la información; lo cual permite determinar las principales causas que generan altos niveles de desbalances en los sistemas de la Vicepresidencia. Una vez realizado este análisis se plantea un plan de acción que busca realizar algunos cambios en el proceso de gestión y registro de la información volumétrica, otros en el proceso de entrenamiento del personal responsable de generar la información y finalmente propone unos indicadores para controlar la efectividad que estas acciones tienen en la reducción de los desbalances actuales de la Vicepresidencia.

¹ Monografía

² Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Director: Ingeniero Erik Giovany Montes Páez

SUMMARY

TITLE: ACTION PLAN FOR REDUCTION OF VOLUMETRIC IMBALANCES OF THE TRANSPORT VICE PRESIDENCY OF ECOPETROL S.A.³

AUTHOR: KAROL REY RODRÍGUEZ⁴

KEY WORDS: Volumetric balance, imbalance, loss identified, unidentified losses, inventory, accounting

CONTENT: The volumetric information of the Vice presidency of Transportation (VIT) of Ecopetrol SA is based in their balance, ie the procedure that relate the initial and final inventories, inputs and outputs and the identified losses of product in their systems in order to determine the unidentified losses (imbalances) of product presented, is one of the transport business objectives, minimize possible losses as this would not only ensure operational practices but also the good financial results, as the volumetric information is finally money this business moves, currently, there are levels of imbalance that impact the financial performance of the organization.

Based on the regulations of the transport by pipelines in Colombia and Ecopetrol established guidelines for volumetric data, we review the current state of the process of volumetric information management in the VIT and the level of knowledge that staff responsible for the information, which allows to determine the main causes of high levels of imbalances in the Vice President systems, once performed this analysis lays out a plan of action aimed at making some changes in the management process and recording volumetric information, others in the process of training of personnel responsible for generating the information and finally proposes some indicators to monitor the effectiveness of these actions on reducing current imbalances of the Vice presidency.

³ Monograph

⁴ Specialization in Hydrocarbon's Management, Petroleum Engineering School. Universidad Industrial de Santander. Director: Engineer Erik Giovany Montes Páez

INTRODUCCION

En el negocio de transportar hidrocarburos, uno de los mayores objetivos es reducir al mínimo posible las pérdidas de producto, ya que de esta manera no sólo se obtienen resultados financieros favorables, sino que también se muestra una imagen de confiabilidad y seguridad operativa.

Las pérdidas de producto se pueden clasificar como identificadas (que son aquellas de las cuales se conoce su causa como el hurto, los atentados, derrames, etc.) y otras no identificadas que son aquellas de las que no se conoce su causa pero que resultan al realizar la ecuación de balance, a estas también se les conoce como desbalances, en la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. se ha trabajado durante muchos años en la reducción de pérdidas identificadas, principalmente en aquellas relacionadas con el hurto de hidrocarburos y se han logrado excelentes resultados, sin embargo, es necesario comenzar ahora el trabajo de reducción con los niveles de desbalance que están muy lejos de los niveles de la industria e impactan los resultados financieros de la compañía.

Dentro del ejercicio gerencial, es importante buscar óptimos resultados, esto se logra partiendo del análisis de las situaciones para proponer e implementar soluciones que puedan traer mejoras a los procesos, más cuando dichos procesos son aquellos que impactan directamente los indicadores de la gestión del negocio, razón por la cual, este tema cobra gran importancia ya que para el negocio de transporte el nivel de pérdidas no sólo afecta sus resultados financieros, también lo puede hacer en sus resultados operativos.

Por lo anterior, este documento busca realizar un análisis al proceso actual de gestión de información volumétrica para identificar aquellas situaciones que pueden estar contribuyendo a aumentar los niveles de pérdidas no identificadas y presentar un plan de acción que permita comenzar a reducir esos niveles de desbalance que actualmente tiene la Vicepresidencia de Transporte.

1. EL BALANCE VOLUMÉTRICO

En la industria de los hidrocarburos y especialmente en el negocio del transporte por ductos, el método del balance volumétrico, también conocido como balance de línea, es muy utilizado para la detección de fugas o pérdidas que puedan producirse en la operación, este método se basa en el balance de masas, es decir se mide la diferencia entre la entrada (recepción) y salida (entrega) de volúmenes de productos de una parte o la totalidad de un oleoducto, considerando, el volumen de producto requerido para el empaque o llenado del tubo (lleno de línea) o inventario.

Considerando lo anterior, la ecuación básica para calcular el balance volumétrico es:

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

En donde:

I_i : Inventario total de producto existente el primer día del período seleccionado, a las 00:00 horas.

I_f: Inventario total de producto existente el primer día siguiente al fin del período seleccionado, a las 00:00 horas.

E: Entradas totales de producto al sistema.

S: Salidas totales de producto del sistema.

Si al remplazar los valores encontrados, para cada una de las variables, y hacer el desarrollo matemático se encuentra un valor distinto a cero (0) esta cantidad de producto representa un desbalance. Si el valor es positivo esto constituye una pérdida y por el contrario si es negativo constituiría una ganancia.

El valor encontrado constituye las pérdidas, o ganancias, totales ocurridas durante la operación desarrollada en el sistema durante el período de tiempo analizado. Es común que el balance volumétrico se realice en Volumen Estándar Neto (Net Standard Volume, NSV), sin embargo, es factible, si existe el interés sobre ello, elaborar balances utilizando unidades distintas a las anteriores, lo que constituye también un balance de cantidad, por ejemplo, un balance en unidades de energía. Esto implica determinar la cantidad de producto y el contenido de energía de este producto, tal como sería el caso del recibo, transporte y entrega de Gas Natural en donde la variable de interés puede ser, por ejemplo, las BTUs presentes (British Thermal Unit, Unidad Térmica Británica).

De tal manera que:

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

En donde:

P_t : Pérdida total de producto.

Se define pérdida como la disminución de cantidad de producto que se presenta por efecto de la operación en un sistema determinado. Las pérdidas totales, determinadas según el desarrollo de la expresión matemática del punto anterior, se clasifican en Pérdidas Identificadas (PI) y Pérdidas No Identificadas (PNI).

De tal manera que:

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

En donde:

P_t : Pérdida total de producto.

PI: Pérdidas Identificadas.

PNI: Pérdidas No Identificadas.

El criterio para la clasificación de una pérdida como Identificada o No Identificada, es que ésta debe tener una causa perfectamente definida y ser cuantificable. La cantidad puede ser medida directamente o ser establecida por métodos matemáticos indirectos. También puede ser estimada de forma razonable.

1.1 PÉRDIDAS IDENTIFICADAS, PI

Las pérdidas clasificadas como Pérdidas Identificadas, PI, son las pérdidas cuya causa se conoce con exactitud y su cantidad puede ser determinada, por medición directa, por determinaciones indirectas o por estimación razonable.

La medición directa es aquella que se realiza cuando se tiene un instrumento de medida que compara variables de la misma naturaleza física, la determinación indirecta se aplica cuando no es posible realizar una medida directa, ya sea porque existen variables que no se pueden medir por comparación directa, o porque el valor es muy grande o muy pequeño y presenta otro tipo de dificultades, en este caso, realizando la medición de una

variable, podemos calcular otra distinta; la estimación razonable se refiere a la estimación teórica de una cantidad, basada en consideraciones técnicas.

Las pérdidas equivalen a producto que sale del sistema, independiente de la forma física en que lo hace. Las principales Pérdidas Identificadas son:

- Pérdidas por Atentado: Son las pérdidas que se presentan como resultado de un acto ilegal provocado por terceros, sobre el cual no se tiene control.
- Pérdidas por Apoderamiento: (Según lo contemplado en la Ley 1028 de 2006). Pérdidas de producto en virtud de la acción ilícita de terceros. Según la situación presentada equivale a los eventos conocidos como robo, ilícito o hurto.
- Pérdidas por Derrames: Pérdidas ocasionadas por la salida de producto, sin control ni medición, en razón a una situación operacional anormal o rotura de un equipo, tanque o ducto.
- Pérdidas por Efluente (Vertimiento): Pérdida de producto que se da, durante la operación normal de una instalación petrolera, causada por el vertimiento de producto hacia, por lo general, un cuerpo de agua adyacente a la instalación. También se clasifican en este punto, las salidas de cualquier mezcla de hidrocarburo/agua a un tanque de oxidación o a un sistema de depuración de agua.
- Pérdidas por Emisiones en Equipos. Se incluyen aquí las salidas de productos en razón a goteos que se presentan en equipos tales como bombas, válvulas, equipos de medición, tomamuestras, uniones de tubos, acoples, tanques, separadores, etc. Estas salidas o fugas normalmente son producidas por fisuras o mal acople en dichos equipos. (Son emisiones fugitivas y corresponden a la parte que se evapora o que no se puede recuperar con algún método de recolección).
- Pérdidas por Evaporación: Pérdidas que se dan en tanques de almacenamiento de producto o, en general, en sitios en donde está contenido producto y que son consecuencia de su cambio de fase, por su calidad y las condiciones ambientales presentes.
- Pérdidas por Procesos de Transformación Química: Son producidas en el proceso de transformación química llevado a cabo en el proceso industrial y que son inherentes al mismo. Pueden ser inferidas mediante la utilización de aplicaciones de simulación de procesos o por métodos matemáticos.
- Pérdidas por Quema en Teas: Quema de producto que se da como resultado de la operación normal o por necesidades operacionales en un momento determinado, en una instalación petrolera.
- Pérdidas por Sedimento en Tanques: cantidad de producto que queda en el fondo y en las paredes de un tanque cuando sale de servicio y que no es posible recuperar como hidrocarburo.

- Pérdidas por Venteo: Cantidad de producto que se envía a la atmósfera, con el propósito de cambiar las variables de control del sitio, generalmente presión. Esta pérdida de producto puede ser resultado de una operación normal o una condición anormal.

1.2 PÉRDIDAS NO IDENTIFICADAS, PNI

Las pérdidas clasificadas como Pérdidas No Identificadas PNI, son las pérdidas cuyo origen no se conoce con exactitud y, por lo tanto, su cantidad no puede ser determinada por medición directa, ni por métodos indirectos ni por estimación razonable.

Equivalen a producto que sale del sistema, independiente de la forma como lo hace, sin embargo, su cantidad no puede ser establecida por ningún método. Su valor es el resultante del desarrollo matemático de la ecuación de balance.

1.3 CASOS ESPECIALES

Según el tipo de balance que se está elaborando es posible encontrar diferencias debidas a circunstancias especiales de un proceso en particular. Específicamente en el caso de hacer balances volumétricos se tendrán los efectos de expansión y contracción volumétricas. Estos efectos se dan cuando se tienen procesos industriales tales como la ruptura catalítica o la mezcla de productos de diferente densidad.

En el balance que se realiza se tendrá una pérdida que corresponde al menor valor del volumen, por el hecho de presentarse una contracción o expansión volumétrica sin que se haya producido una disminución o aumento real de producto. En este caso específico, estos desbalances se consideran pérdidas aparentes, los valores correspondientes a estas pérdidas, que no son reales, pueden ser calculados según procedimientos matemáticos establecidos.

2. EL BALANCE VOLUMÉTRICO EN LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A

2.1 REGLAMENTO DE TRANSPORTE

El transporte de crudos por Oleoducto en Colombia se encuentra reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución Número 181258 de Julio 14 de 2010 (Ver Anexo A), en este reglamento también se incluyen aspectos relacionados con el balance volumétrico que deben cumplir todos los transportadores en el país.

Las siguientes son las definiciones relacionadas con el tema que están incluidas en el Reglamento:

- Balance Volumétrico

Balance de las 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 oleoducto y hacer la determinación y distribución de las pérdidas de crudo propias de la operación.

- 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.⁵

Adicionalmente, en el reglamento, se incluye un capítulo relacionado con la determinación y balances de calidad y cantidad de los crudos, en este capítulo existe un artículo de balances de cantidad y calidad que establece:

El transportador obtendrá una retribución justa por la actividad del transporte y por lo tanto no registrará utilidades ni pérdidas por concepto de las variaciones que normalmente ocurren en la cantidad y calidad de los crudos que transporta por cuenta de los remitentes.

Balances volumétricos: Los hará el transportador en cada trayecto, para cada mes de operación, teniendo en cuenta los análisis de calidad y los volúmenes en cada punto de entrada o salida del sistema a partir de medidas realizadas con medidores automáticos o medidas de tanques, según como las partes lo hayan considerado en el acuerdo de transporte. El procedimiento a seguir para los balances volumétricos debe especificarse en el manual del transportador. El

⁵ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 181258 (14, julio, 2010). Por la cual se Reglamenta el transporte de crudos por oleoducto. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2010. 5p.

balance volumétrico correspondiente a un determinado mes de operación deberá ser elaborado dentro del mes calendario siguiente.

Pérdidas en el transporte: Las pérdidas no identificables, que constituyen la tolerancia normal en el transporte, no excederán el 0,5% del volumen transportado. Los remitentes asumirán las pérdidas no identificables hasta el porcentaje de tolerancia establecido.

El transportador deberá compensar a los remitentes, incluido el derecho de preferencia, por las pérdidas no identificables que excedan de la tolerancia máxima y por las pérdidas identificables en caso de no demostrarse que las pérdidas fueron causadas por fuerza mayor o caso fortuito, causa extraña, vicio inherente de los productos transportados o culpa imputable a un remitente.

Mediante procedimientos que se incluirán en el manual, el transportador calculará el volumen perdido en cada evento y la distribución entre los remitentes a quienes comunicará los resultados.

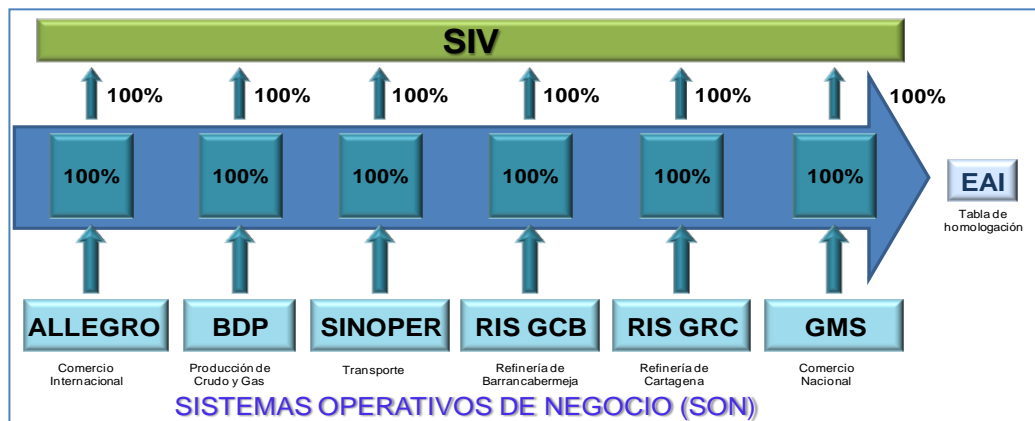
En caso de detectar una pérdida identificable en el sistema, el transportador procederá en forma inmediata a identificar la cantidad perdida mediante un balance volumétrico del sistema de transporte, considerando las variables enumeradas anteriormente y los otros factores que el transportador considere necesarios para el efecto, según el procedimiento que se incluya en el manual, o información relevante que tenga disponible.⁶

2.2 REGLAMENTO DE CONTABILIZACIÓN DE TRANSACCIONES E INVENTARIOS DE LA CADENA DE SUMINISTRO DE ECOPETROL S.A.

En Ecopetrol S.A., la información volumétrica de cada una de sus unidades de negocio se maneja de forma individual, mediante sistemas operativos de negocio (SON) independientes que están comunicados a un sistema oficial de información que integra la totalidad de la información de la empresa y se considera la fuente oficial, este sistema se denomina Solución de Información Volumétrica (SIV), Ver figura 1.

⁶ Ibid., p.20

Figura 1. Flujo de Información Volumétrica



Fuente: El Autor

Para orientar y regular la información volumétrica, se creó un reglamento que establece los lineamientos que cada unidad de negocio debe seguir para contabilizar la cantidad, calidad y propiedad de las transacciones e inventarios de los productos de la cadena de suministro de la empresa ya que esta información se traduce en los valores contables oficiales de la Sociedad, a continuación se enumeran algunos de los aspectos más relevantes en cuanto a los balances volumétricos establecidos en este reglamento:

PRINCIPIOS QUE GOBIERNAN LA CALIDAD Y AUXILIARIDAD DE LA INFORMACIÓN.

- Toda la información registrada en los sistemas oficiales de información volumétrica de la Sociedad, deberá representar fielmente la operación.
- Toda transacción o inventario de la cadena de suministro debe generar un registro válido diariamente o cada vez que el movimiento ocurre, en el caso de operaciones esporádicas.
- Toda transacción o inventario de un producto a lo largo de la cadena de suministro debe tener claramente determinada su propiedad y la unidad de medida que se utiliza para su contabilización de tal forma que se pueda contabilizar en los estados financieros la propiedad de Ecopetrol. Para el caso en que la propiedad no sea de Ecopetrol se ejerce la custodia sobre el producto y por lo tanto la propiedad debe estar determinada.

La asignación de propiedad debe estar definida desde la fuente de la transacción de acuerdo a las condiciones contractuales, comerciales y/u operativas y registrada directamente en el SON correspondiente donde la naturaleza de la transacción la permita determinar; de lo contrario existirán procesos definidos y aceptados para la determinación del balance de propiedad de Ecopetrol y el registro de los ajustes requeridos generados por dichos procesos.

- Cada una de las unidades de infraestructura operativa (plantas, líneas, refinerías, puertos, etc.), debe reportar de manera sistemática las pérdidas identificables que ocurren en su operación, generando para ello registros válidos discriminados según su tipo (Evaporación, Quemados en teas,

Derrames, Hurtos y otros conocidos) y estos registros deben formar parte de las entradas o salidas consideradas para efectos del cálculo del balance de dicha unidad operativa.⁷

2.3 EL PROCESO Y SU REGISTRO

En la Vicepresidencia de Transporte el balance volumétrico se registra en el Sistema Operativo de Negocio SINOPER, allí se llevan los balances de los volúmenes que se manejan en todas las estaciones, y sistemas de transporte que componen la Vicepresidencia, dicho balance se registra diariamente a nivel operativo, por cada producto que se maneje y de forma consolidada por recurso, esta información se cierra de forma diaria y es enviada a la Solución de Información Volumétrica (SIV) de forma que sólo ejecutando los procesos definidos para ajustes se puede cambiar, de igual forma sucede para el proceso de cierre mensual en donde la Vicepresidencia luego de revisar y conciliar sus volúmenes con las demás unidades de negocio, oficializa a (SIV) el volumen de inventarios propiedad de Ecopetrol que tiene en su custodia para que sean convertidos en cifras contables y se lleven a los estados financieros de la Sociedad.

Estos datos volumétricos representan al final el dinero que maneja la Vicepresidencia, es decir que las pérdidas que se presentan son pérdidas de dinero de la empresa, las pérdidas que son identificadas finalmente se incluyen a nivel contable en el costo de la operación, sin embargo los desbalances o pérdidas no identificadas representan un aumento del gasto y por lo tanto afectan directamente los resultados financieros del negocio de transporte.

Dentro del análisis realizado a las causas que pueden generar desbalances en la Vicepresidencia, se encontró que por los sistemas de transporte de Ecopetrol S.A., se mueven volúmenes de diferentes propietarios, sin embargo, en la herramienta de información volumétrica de VIT no se registra esta información, debido principalmente a que no se encuentra disponible para todas las transacciones ya que la propiedad oficial de cada remitente de crudo, no se conoce hasta tanto no se realice el proceso de Compensación Volumétrica por Calidad (CVC), proceso que se ejecuta en promedio veinte o veinticinco días después del mes operacional, este método permite que mediante un sistema de valoración de crudos, se tengan ganancias o pérdidas en volumen dependiendo de las calidades que se entregaron a la entrada de un sistema de transporte con respecto a la mezcla final. Este proceso es el que finalmente define el volumen de inventario real que en cada sistema de transporte le corresponde a cada remitente de crudo. Ver Anexo B.

Dentro del proceso de cierre volumétrico que se maneja, los funcionarios de VIT registran movimientos de ajuste por CVC a sólo cuatro de los sistemas de transporte, OCENSA, ODC, ACN y ODL por considerarse los finales de la cadena, los registros solamente son utilizados para reflejar el estimado de los

⁷ ECOPETROL S.A.. ECP-VSM-R-012 (1, octubre, 2010).Reglamento de Contabilización de Transacciones e Inventarios de la Cadena de Suministro de Ecopetrol S.A.. Bogotá D.C.: La empresa, 2010. 4p.

inventarios propiedad de Ecopetrol para ese periodo, sin embargo los resultados de la CVC que se tienen en el momento son los del mes anterior, es decir, en el cierre del mes de marzo se registran los datos de la CVC de febrero, aunque la operación del mes que se esté cerrando sea totalmente diferente.

Lo anterior provoca que en los procesos de cierre volumétrico que se realizan dentro de los primeros tres días del mes, la información que se oficializa como inventarios propiedad de Ecopetrol en custodia de la VIT, sea el mejor estimado y la diferencia entre el estimado y el inventario real pueda generar desviaciones en los balances de la compañía.

Por otra parte, dentro de la operación de la Vicepresidencia, existen movimientos que por la ubicación de sus sistemas de medición o por su propia naturaleza, no tienen una medición directa y deben ser calculados o inferidos de acuerdo a algunas medidas base, a estos movimientos se les ha denominado Movimientos Operacionales Estimados (MOE's) Ver Anexo C.

Por lo anterior, aunque existe un instructivo para el registro de este tipo de movimientos, el uso, cálculo y registro no adecuado de estos, puede afectar directamente los balances que maneja la Vicepresidencia, adicionalmente, estos movimientos aunque se registran y afectan el balance a nivel operativo, no se envían a SIV para el cierre contable mensual, es decir que a pesar de que los balances se ajusten con ellos, finalmente el desbalance se generará a nivel contable, en la Figura 2, se puede ver un balance con MOE's y en la Figura 3 uno sin MOE's para tener un ejemplo del impacto que estos movimientos tienen en los balances.

Figura 2. Balance con Movimientos Operacionales Estimados

ESTACIÓN XX	CMZ	CCS	MZC	TOTAL
Existencia Inicial (Tanques)	65.185	184.127	746.441	995.753
MOEs de Entrada	0	0	69.381	69.381
Entregas de estación Y	0	0	1.827.697	1.827.697
Recibos de Línea A-B	440.414	111.054	5.939.830	6.491.298
Recibos de línea C-D	0	0	312.614	312.614
Total Recibos	440.414	111.054	6.252.444	6.803.912
Entregas a estación Y	0	0	749.514	749.514
Entregas a estación Z	384.547	0	62.723	447.270
Exportación a buquetanques	0	0	6.974.057	6.974.057
Total Entregas	384.547	0	7.786.294	8.170.841
MOEs de Salida	0	0	0	0
Existencia Final Real (Tanques)	118.812	295.938	1.106.584	1.521.334
Pérdidas	0	0	0	0
Balance	-2.240	757	-3.085	-4.568
IPM				-0,05%

Fuente: SINOPEP

Figura 3. Balance sin Movimientos Operacionales Estimados

ESTACIÓN XX	CMZ	CCS	MZC	TOTAL
Existencia Inicial (Tanques)	65.185	184.127	746.441	995.753
MOEs de Entrada	0	0	0	0
Entregas de estación Y	0	0	1.827.697	1.827.697
Recibos de Línea A-B	440.414	111.054	5.939.830	6.491.298
Recibos de línea C-D	0	0	312.614	312.614
Total Recibos	440.414	111.054	6.252.444	6.803.912
Entregas a estación Y	0	0	749.514	749.514
Entregas a estación Z	384.547	0	62.723	447.270
Exportación a buquetanques	0	0	6.974.057	6.974.057
Total Entregas	384.547	0	7.786.294	8.170.841
MOEs de Salida	0	0	0	0
Existencia Final Real (Tanques)	118.812	295.938	1.106.584	1.521.334
Pérdidas	0	0	0	0
Balance	-2.240	757	66.296	64.813
IPM				0,75%

Fuente: El Autor

2.4 CONOCIMIENTO Y APLICACIÓN DE LOS INSTRUCTIVOS VOLUMÉTRICOS

Dentro del análisis realizado, también se consideró el conocimiento sobre los conceptos de balances y la aplicación de los instructivos relacionados con el manejo de la información volumétrica por parte del personal operativo y se encontró que este es otro de los aspectos que puede impactar en los desbalances.

Dentro de la aplicación de los instructivos a nivel operativo, el caso de los Movimientos Operacionales Estimados (MOE's) es uno de los que se encontró más crítico ya que a pesar de encontrarse muy bien definidos en el instructivo correspondiente, a nivel operativo se evidencia que no se manejan de la manera correcta, un ejemplo de esto lo podemos encontrar al revisar uno de los reportes de este tipo de movimientos en donde las observaciones registradas en las plantas, no guardan relación con el tipo de registro utilizado. Ver Figura 4., incluso se han encontrado registros de movimientos tan específicos como el movimiento del triángulo (diseñado exclusivamente para reflejar la operación de las líneas submarinas del terminal marítimo de Coveñas) en plantas en tierra que no tienen este tipo de operación.

Figura 4. Reporte Movimientos Operacionales Estimados

Tipo de MOE	Producto Origen	Producto Destino	Volumen	Observaciones
Descuelgue de linea sin recibo	GASOLINA REGULAR	REFINADOS ND	260	DISPARO VALVULA DE ALIVIO TERMICO
Recibo de ilicitos con origen	ACPM ECOLOGICO	REFINADOS ND	4	SE RECIBEN 150 GLS RECUPERADOS DEL KM 77+600 TRAE MITTO DE LINEAS
Recibo de ilicitos con origen	ACPM ECOLOGICO	REFINADOS ND	5	RECIBO DE 200 GALONEAS DE ACEM RECUPERADO DEL KM 77+600
Recibo de ilicitos con origen	ACPM ECOLOGICO	REFINADOS ND	3	se recibe 115 galones de acpm ecologico recuperdo del km 77+600
Recibo de ilicitos con origen	ACPM ECOLOGICO	REFINADOS ND	2	19:20 FINALIZA EL RECIBO DE 90 GLS = 2 BLS RECUPERADOS POR MITTO DE LINEAS EN EL KM 77+600
Recibo de ilicitos con origen	ACPM ECOLOGICO	REFINADOS ND	1	SE RECIBEN 55 GLS RECUPERADOS POR MITTO DE LINEAS EN EL KM 77+600
Descuelgue de linea sin recibo	ACPM	ACPM	811	Se recibe por trabajos en la linea kms 47 y 176.
Descuelgue de linea sin recibo	ACPM	ACPM	2.410	Retorno de linea por trabajos mitto linea km 47 y km 176
Descuelgue de linea sin recibo	ACPM	REFINADOS ND	150	DISPARO VALVULA DE ALIVIO TERMICO
Recibo carrotanques		REFINADOS ND	6	Se reciben 6 bls de carrotanques por drenajes en la trampa de San Jose.

Fuente: SINOPER

En la socialización realizada con el personal de operaciones, todos reconocieron no entender completamente el instructivo relacionado con estos movimientos o no conocerlo, este tema se ha tratado de manejar a nivel de accesos a la herramienta, realizando una configuración muy restrictiva para cada tipo de registro, de manera que cada planta sólo pueda tener acceso a los movimientos que deba manejar, sin embargo, por la complejidad y dinamismo de la operación, las necesidades de registro pueden cambiar y para tener acceso a algún tipo de registro nuevo sólo se debe solicitar al administrador funcional de la herramienta volumétrica.

Por lo anterior, es necesario validar el manejo de estos movimientos ya que a pesar de todos los inconvenientes, en el seguimiento realizado, los volúmenes que se registran por este tipo de movimientos son significativos, en la Figura 5, vemos el total de movimientos registrados para una quincena, y es necesario tener certeza de que esos volúmenes se encuentran correctamente calculados, registrados y que están impactando de forma correcta los balances de la Vicepresidencia:

Figura 5. Ejemplo volúmenes en Movimientos Operacionales Estimados

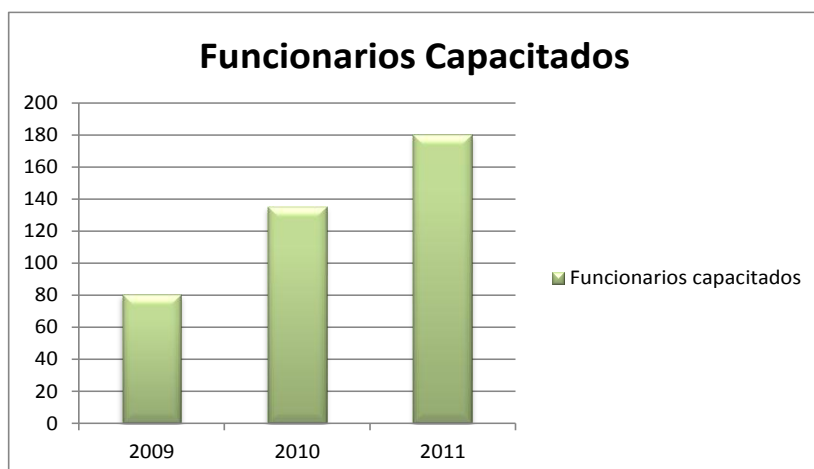
Tipo de Moe	Volumen	Número de MOE's
Conversion de Productos	223185	99
Descuelgue de linea con recibo	5639	1
Descuelgue de linea sin recibo	1262	8
Despacho carrotanques	335	2
Disparo Seguridad	4174	32
Drenaje de tanques	3777	49
Drenaje mantenimiento de linea	3197	13
Drenaje Sistemas	11884	182
Empaque de linea con despacho	5628	1
Entradas por expansion	2105	8
Inyeccion Relevo	11303	28
Recibo carrotanques	396	4
Recibo de ilicitos con origen	12	1
Total	272897	428

Fuente: El Autor

2.5 EL PROCESO DE CAPACITACIÓN EN GESTIÓN VOLUMÉTRICA

En la Vicepresidencia de Transporte se tiene una población aproximada de 400 funcionarios responsables de los registros que conforman los balances volumétricos a nivel operativo, sin embargo, el proceso de capacitación que se realiza actualmente no garantiza el cubrimiento de la totalidad de la población objetivo, adicionalmente, no se tiene un control efectivo sobre la asistencia de los funcionarios a los programas de capacitación lo que ocasiona que algunos asistan varias veces al mismo programa y otros nunca sean programados.

Figura 6. Funcionarios Capacitados

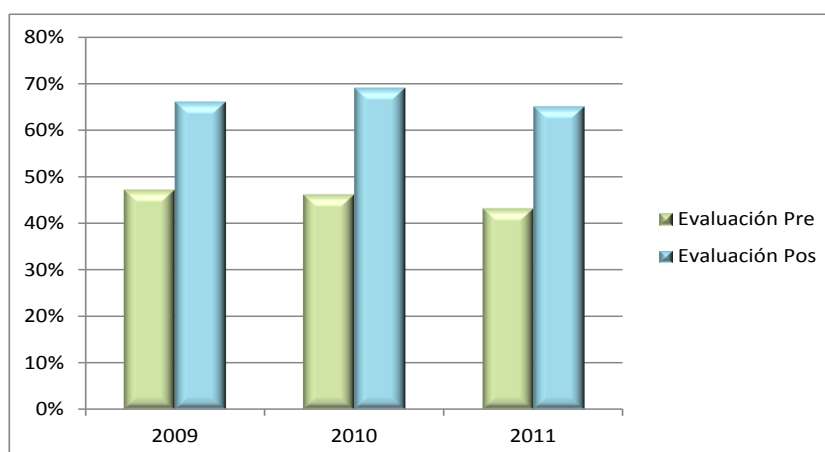


Fuente: El Autor

Adicionalmente, no se cuenta con un programa de formación que tenga diferenciación entre el entrenamiento básico y el que se debe dar al personal que lleva mucho tiempo en la operación, los funcionarios asisten a las capacitaciones cuando son programados en la mayoría de las veces con un conocimiento escaso sobre el tema a pesar de manejar la información y la herramienta volumétrica diariamente en las plantas y no se tiene ningún seguimiento efectivo al desempeño del programa ya que a pesar de realizarse evaluaciones al personal que asiste, no se realiza gestión alguna sobre el resultado obtenido en las mismas.

En el seguimiento realizado al desempeño en las evaluaciones de conocimiento aplicadas a los funcionarios que asistieron a los programas de capacitación durante los últimos 3 años, se pudo evidenciar que el conocimiento del tema con el que los funcionarios llegan al programa de entrenamiento no supera el 45% y al finalizar el entrenamiento la calificación no tiene una mejoría superior al 25%, es decir que a pesar del entrenamiento, la mayoría de la población no alcanza un conocimiento en el tema superior al 70%.

Figura 7. Resultados Evaluaciones



Fuente: El Autor

2.6 INDICADORES

Actualmente la Vicepresidencia realiza seguimiento dentro de su Tablero Balanceado de Gestión (TBG) al indicador de pérdidas, este indicador sólo incluye las pérdidas identificadas que se tienen en la operación, esta medición se implementó para evidenciar la efectividad de las acciones adelantadas principalmente para detener el hurto de combustible que era la principal causa de reducción de volúmenes en la operación.

Durante el año 2002 el problema del hurto de combustible se encontraba en su pico más alto y llegó a los 7200 barriles por día, gracias a las diferentes acciones implementadas, el indicador para el año 2010 ya se ubicaba en 400

bpd⁸ y sigue con tendencia a la baja, por el alto impacto de este indicador es uno de los que se ha considerado más relevantes dentro de las metas operacionales de la Vicepresidencia, sin embargo, ahora que se ha logrado un nivel de reducción tan importante, es necesario comenzar a mirar otros aspectos que pueden estar impactando los volúmenes y que son diferentes al hurto de hidrocarburos pero aún la Vicepresidencia no ha implementado mecanismos para poder medir y por lo tanto controlar esas otras posibles causas de pérdidas.

⁸ Revista Innova, Dos patentes contra el hurto de combustibles [online]. 2011, [cited 20 April 2012]. Available from Internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova7ed/clientes44.html>>.

3. PLAN DE ACCION

De acuerdo al análisis realizado, las causas que se consideraron de mayor impacto en los desbalances de la Vicepresidencia de Transporte, son el proceso de generación y registro de los balances volumétricos y el nivel de conocimiento del personal operativo sobre el proceso de gestión volumétrica, se analizaron varias alternativas para solucionar los principales problemas en estos aspectos y se seleccionaron las mejores alternativas para solucionarlos, a continuación se detallan las acciones propuestas.

3.1 CAMBIOS AL PROCESO

Dentro de los cambios del proceso se encuentran tres aspectos que actualmente están impactando los desbalances volumétricos de la Vicepresidencia, estos aspectos son el manejo de los efectos de la Compensación Volumétrica por Calidad, el manejo de los Movimientos Operacionales Estimados y el manejo de las operaciones de dilución de crudos, a continuación se relacionan las acciones propuestas para disminuir el impacto que actualmente estos temas tienen sobre los balances.

3.1.1 Efectos de la Compensación Volumétrica por Calidad

Una de las principales acciones que se propone implementar como mejora al proceso de gestión volumétrica de la Vicepresidencia de Transporte es el reflejo de la Compensación Volumétrica por Calidad (CVC) en todos los sistemas de transporte donde se aplique, de forma tal que se pueda reflejar a nivel contable el mismo nivel de inventario propiedad de Ecopetrol que se certifica en este proceso que no sólo es la práctica de la industria sino también es la norma establecida en el Reglamento de Transporte del Ministerio de Minas.

Debido a la diferencia de los períodos de generación de la información, se propone que se haga uso del proceso de ajustes oficiales que está establecido en el Manual de Contabilización de Ecopetrol, de forma tal que después del día 25, una vez se tenga la CVC oficial para todos los oleoductos se realicen los ajustes correspondientes a los volúmenes estimados durante los primeros días del mes, de manera que se tenga contabilizado el volumen correcto de inventarios del mes anterior antes de cerrar el mes siguiente, teniendo coherencia entre los resultados de CVC y la operación que se está afectando con los ajustes por este concepto.

Realizando este proceso de ajuste, se asegura siempre tener la información correcta y ajustar los posibles desbalances que por concepto de una estimación incorrecta de propiedad puedan estar generando errores permanentes en los balances, adicionalmente se da cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de Transporte.

Este proceso no sólo aseguraría los datos volumétricos sino también permitiría tener un soporte completamente válido para demostrar ante organismos de control y partes interesadas la trazabilidad de la información, evitando posibles cuestionamientos por cálculos, presunciones o estimaciones que pueden estar sin fundamento.

3.1.2 Manejo de los Movimientos Operacionales Estimados

El principal problema detectado con el manejo de este tipo de movimiento es la falta de su contabilización, la Vicepresidencia debe trabajar para que todos los movimientos que ocurren en su operación se reflejen a nivel contable ya que la diferencia entre los balances operativos y los contables no sólo es difícil de entender y por lo tanto explicar a cualquier ente de control sino también se puede prestar para que se desatienda el impacto financiero que se está teniendo por cuenta de las pérdidas no identificadas ya que a nivel operativo esta información no está llegando y por tanto no se tiene conocimiento ni control alguno sobre las cifras que realmente están impactando a nivel contable.

Es necesario de igual manera trabajar en la actualización del instructivo correspondiente a estos movimientos para eliminar los MOE de Rebombéo por acuerdo y Movimiento de triángulo ya que los movimientos que requerían este tipo de registros ya no existen en la operación y el que aparezcan en el instructivo genera confusión para el personal de operaciones que puede interpretarlos y aplicarlos de forma incorrecta.

3.1.3 Manejo de la operación de dilución de crudos

Una de las causas que se consideró al revisar los desbalances en la Vicepresidencia de Transporte corresponde a las operaciones de dilución de crudos, en la VIT se transportan crudos pesados que tienen altas viscosidades y que requieren ser diluidos para poder llevarlos a condiciones aptas para ser transportados por los oleoductos, por su factor de dilución y los volúmenes de crudo que se manejan normalmente, el producto utilizado como diluyente es la Nafta.

Al realizar la operación de mezcla para diluir el crudo con nafta, normalmente se presentan disminuciones de producto, lo que podría llevar a pensar que allí se están generando pérdidas, sin embargo, es importante tener en cuenta que al determinar, clasificar, analizar y reportar las pérdidas en cualquier sistema, los valores encontrados pueden ser reales o aparentes. Las denominadas pérdidas reales corresponden a la disminución física de producto que se presenta por cualquier causa conocida o no. Por el contrario, las denominadas pérdidas aparentes, corresponden a cambios en las características del producto, errores en la medición o en su reporte y consolidación que muestran como pérdidas valores que no corresponden a una disminución física de producto. Las pérdidas reales corresponden realmente a una pérdida mientras que las pérdidas aparentes, como su nombre lo indica, aparentan ser una pérdida que no lo es, puesto que no ha ocurrido la salida real de una cantidad de producto.

El anterior es el caso de la dilución, el efecto de esta operación es conocido como contracción (shrinkage) y se puede determinar el volumen de esta pérdida aparente, calculando el factor de encogimiento para la mezcla entre hidrocarburos livianos y crudos. Ver Anexo D.

Aunque la pérdida aparente generada por la contracción volumétrica no significa una merma real del producto su existencia y reporte genera un efecto volumétrico en los balances que se refleja en la cantidad de pérdidas totales y dentro de ellas en las Pérdidas No Identificadas, PNI de la VIT, sin embargo, al poder calcularse claramente cuál es su efecto porcentual, se puede definir en cada punto en que se realiza la dilución cuánto es el porcentaje de las pérdidas no identificadas que le corresponde al efecto de la contracción, dependiendo de los volúmenes y calidades utilizadas en la mezcla y tener ese parámetro para establecer si el desbalance está o no dentro de los límites operativos.

Por lo anterior, dentro del plan de acción se propone que se calculen mensualmente los efectos de la contracción en cada punto en donde se realicen las operaciones de dilución y se descuenten dichos efectos de los desbalances de los sistemas correspondientes para eliminar así las pérdidas aparentes por este efecto.

3.2 PROCESO DE CAPACITACIÓN

El proceso de capacitación actual del personal de VIT en lo relacionado con balances volumétricos no tiene el cubrimiento ni la efectividad necesaria ya que el programa requiere de cuatro días fuera de la operación (dos días de entrenamiento en la universidad corporativa en la ciudad de Bucaramanga y

dos de desplazamiento) y normalmente por la necesidad de personal las plantas no tienen posibilidades reales de garantizar la asistencia del personal, adicionalmente, solo se cuenta con dos funcionarios capacitados completamente para realizar el entrenamiento, estos funcionarios tienen otras actividades y no pueden dedicarse únicamente a esta labor lo que tampoco permite atender a toda la población.

Por lo anterior, se plantean varios cambios relacionados con el entrenamiento:

- Diseño de dos módulos de entrenamiento en el tema de balances volumétricos y registro.

El primer módulo o módulo básico se realizará en un ambiente virtual para incluirse en la plataforma de entrenamiento virtual de Ecopetrol, este módulo será requisito previo para la creación de un nuevo usuario en la herramienta SINOPER y para los usuarios existentes se tendrá una fecha límite de cumplimiento de este entrenamiento y se incluirá dentro de la evaluación del plan de desarrollo de cada funcionario. Los temas que deberán incluirse en este módulo serán:

- Seguridad de la información
- Marco Legal
- Introducción a la gestión volumétrica Ecopetrol
- Introducción a la gestión volumétrica VIT
- Introducción a SINOPER
- Recorrido por SINOPER
- Taller práctico

En el taller práctico se podrá evaluar el resultado del curso virtual, una vez aprobado este requisito, el funcionario podrá solicitar el usuario en la herramienta volumétrica y la utilizará conociendo de antemano cuál es el manejo de los balances de la VIT y su impacto en los resultados financieros. El módulo de entrenamiento estará disponible todo el tiempo para que el funcionario que requiera lo pueda repasar y pueda solucionar dudas.

El segundo módulo o módulo avanzado será un curso presencial al que deberán asistir aquellos funcionarios que tengan una antigüedad mayor a un año en la parte operativa, este tiempo es el suficiente para que ya tengan un manejo suficiente de la operación y contacto con los balances de cada sitio operacional de forma que puedan tener una actitud más analítica frente al proceso. En este módulo se incluirán los siguientes temas:

- Tipos y clasificación de pérdidas
- Análisis de Balances Volumétricos
- Modelos y centros logísticos
- Cierres Volumétricos
- Análisis de casos
- Taller práctico

El taller práctico podrá utilizarse como mecanismo de evaluación. Para el módulo avanzado se deberá definir un porcentaje pequeño de la población como objetivo para el primer año con el fin de comenzar con el cierre de brechas en el módulo básico como prioridad del programa.

- Incluir el Entrenamiento en Balance Volumétrico como acción de desarrollo requerida para todo el personal de operaciones en su Plan de Desarrollo.
- Incluir un indicador de población entrenada dentro del Programa Transversal de Gestión Volumétrica que se tiene en los Tableros Balanceados de Gestión de cada Gerencia Operativa para que se haga seguimiento al cumplimiento de los objetivos propuestos en cuanto a población cubierta tanto en el módulo básico como en el avanzado.

3.3 INDICADORES

Ya que actualmente sólo se maneja el indicador de pérdidas identificadas y con éste no se lleva control sobre la totalidad de los componentes del balance volumétrico, se propone que se amplíe el concepto de este indicador a un indicador de pérdidas totales y se integre un nuevo indicador de pérdidas no identificadas, los dos indicadores serian de medición anual y se propone que se calculen para las operaciones de crudo y productos refinados de forma independiente, adicionalmente, se propone que se establezcan objetivos de corto y mediano plazo para conseguir lograr el aseguramiento de los niveles óptimos de la industria en un periodo aproximado de tres años así:

- %PNI Objetivo Crudos: %0.125
- %PNI Objetivo Refinados (Combustibles Líquidos): %0.125
- %PNI Objetivo Refinados (GLP): %0.5

El porcentaje de PNI de productos Refinados también puede llevarse por producto a nivel operativo para tener un mayor control del movimiento y costo de cada pérdida, sin embargo se propone que la medición en términos de reducción de las pérdidas no identificadas se maneje de forma consolidada ya que es la práctica de la industria.

Los %PNI son resultados de los últimos estudios de Benchmarking de la industria que ha realizado Ecopetrol, sin embargo, podrán ser actualizados según los estudios de que se realicen durante el año 2012.

3.3.1 Pérdidas No Identificadas

$$\%PNI: (PNI / Entradas *100) \quad \text{Ecuación 4}$$

PNI: Perdidas No Identificables.

La ecuación 4 es la propuesta para calcular el porcentaje de pérdidas no identificables para el periodo, este indicador debe tener un objetivo anual de acuerdo a los porcentajes objetivos acordados para el año correspondiente y debe tener seguimiento mensual, la idea es que con esta medición, el porcentaje de PNI de acuerdo a cada grupo de productos (crudos, refinados y GLP) al cabo de tres años pueda llegar al estándar de industria que han mostrado los estudios de benchmarking realizados por Ecopetrol.

Reducción Real Anual de Pérdidas no Identificadas

$$\% PNI= (\%PNI Línea Base - \%PNI (Año Actual de reporte)) \quad \text{Ecuación 5}$$

Reducción Objetivo Anual

$$(\%PNI Línea Base - \%PNI Objetivo)/3 Años \quad \text{Ecuación 6}$$

%Reducción Anual

$$\text{Reducción Real Anual} / \text{Reducción Objetivo Anual} *100 \quad \text{Ecuación 7}$$

Calculo Línea Base Crudos: Año 2012

Calculo Línea Base Refinados (Combustibles Líquidos y GLP): Año 2012

Las ecuaciones 5, 6 y 7 son las propuestas para medir el avance en términos de reducción de los niveles de pérdidas no identificadas, partiendo de la línea base obtenida en el 2012, con estos indicadores, la Vicepresidencia puede medir efectivamente si está logrando alcanzar los niveles de reducción de estas pérdidas, no sólo de forma anual, también monitoreando el comportamiento de

su objetivo a largo plazo, en este caso la reducción esperada en los 3 años propuestos.

3.3.2 Pérdidas Totales

$$\%PT = \frac{PT}{Entradas} * 100 \quad \text{Ecuación 8}$$

PT=Pérdidas Totales

La ecuación 8 muestra la forma de calcular las pérdidas totales de forma porcentual, para tener una idea global de cuanto representa el volumen perdido sobre el total del volumen que mueve la Vicepresidencia.

$$PT_{real} = \frac{(Inventario Final+Salidas)-(Inventario Inicial+Entradas)}{Entradas} \quad \text{Ecuación 9}$$

La ecuación 9 muestra la forma de calcular las pérdidas totales de la Vicepresidencia en volumen.

Seguimiento y Reducción Anual a las Pérdidas Totales

$$\% PT = (\%PT \text{ Línea Base} - \%PT \text{ (Año Actual de reporte)}) \quad \text{Ecuación 10}$$

%Reducción Anual

$$\text{Reducción Real Anual} / \text{Reducción Objetivo Anual} * 100 \quad \text{Ecuación 11}$$

Las ecuaciones 10 y 11 muestran la manera de calcular los porcentajes de reducción de las pérdidas totales ya que al tener objetivos de reducción de los niveles de pérdidas no identificables, es necesario tenerlos también en términos de pérdidas totales y monitorearlos de forma paralela ya que una reducción en los niveles de pérdidas no identificables puede significar un incremento en las pérdidas identificables y por lo tanto en las pérdidas totales, razón por la cual se propone que éste indicador de pérdidas totales se monitoree también en términos de reducción, para asegurar que realmente se

están consiguiendo resultados efectivos en la eliminación de pérdidas y no simplemente cambios en la clasificación de las mismas.

4. CONCLUSIONES

- El balance volumétrico en los sistemas de transporte puede presentar pérdidas que no se deben realmente a salidas de producto, estas pérdidas no identificadas pueden generarse debido a fallas o inexactitudes en el proceso de generación o registro de la información volumétrica por lo que se hace necesario implementar acciones que permitan asegurar la generación, registro y trazabilidad de la información hasta su contabilización.
- El proceso de gestión de información volumétrica de la Vicepresidencia de Transporte depende totalmente de las personas ya que son ellas quienes alimentan las soluciones de información por lo tanto, es necesario que se le dé mayor relevancia al proceso de entrenamiento del personal en este tema y se garantice el cubrimiento de la totalidad de la población ya que cada persona que no tenga la competencia suficiente implica un riesgo de generar desbalances por un uso incorrecto de la información.
- La Vicepresidencia de Transporte tiene actualmente niveles representativos de desbalances en sus sistemas, sin embargo, esos volúmenes no se pueden clasificar totalmente como pérdidas no identificadas ya que después del análisis realizado es claro que algunos aspectos del proceso y otros del conocimiento del personal están impactando estos valores, sólo después de implementar acciones para eliminar este tipo de impactos, se podrá establecer cuáles son realmente los niveles de las pérdidas verdaderamente desconocidas de la Vicepresidencia.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API Std 2560 Reconciliation of Liquid Pipeline Quantities. API, 2003. 30p.

ECOPETROL S.A.. VIT-GOC-I-054 (18, noviembre, 2010).Registro de Movimientos Operacionales Estimados en SINOPER. Bogotá D.C.: La empresa, 2010. 6p.

----- . ECP-VSM-R-012 (1, octubre, 2010).Reglamento de Contabilización de Transacciones e Inventarios de la Cadena de Suministro de Ecopetrol S.A.. Bogotá D.C.: La empresa, 2010. 14p.

----- . ECP-VSM-M-001-01 (1, abril, 2010).Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles Capítulo 1 Condiciones Generales y Vocabulario. Bogotá D.C.: La empresa, 2010. 39p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación.NTC-1486. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008, 41p.

----- . Referencias Bibliográficas. Contenido, forma y estructura.NTC-5613. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008, 38p.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA (Colombia). Resolución 181258 (14, julio, 2010).Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2010. 22p.

OLEODUCTO DE COLOMBIA. Manual del Transportador (14, enero, 2011). Bogotá D.C.: La Empresa, 2011. 72p.

PÉREZ, Martha Ilce y CALDERÓN Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011, 191p.

QUANTUM DYNAMICS, INC. Overview: Pipeline accounting and leak detection by mass balance, theory and hardware implementation [online] [California, 91367, U.S.A]. Available from Internet: <http://www.pstrust.org/library/docs/massbalance_ld.pdf>.

Revista Innova, Dos patentes contra el hurto de combustibles [online]. 2011, [cited 20 April 2012]. Available from Internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova7ed/clientes44.html>>.

ANEXO A.

REPÚBLICA DE COLOMBIA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESOLUCIÓN NÚMERO 18 1258 DE JULIO 14 DE 2010

- Por la cual se reglamenta el transporte de crudos por oleoducto -

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de las facultades legales, en especial las que le confiere el Decreto 070 de 2001; y,

CONSIDERANDO:

Que en virtud del Artículo 212 del Decreto Ley 1056 de 1953 (Código de Petróleos), el transporte de petróleo constituye un servicio público, razón por la cual las personas o entidades dedicadas a esas actividades deberán ejercerlo de conformidad con las reglamentaciones que dicte el Gobierno, en guarda de los intereses generales.

Que el Decreto 070 de 2001 “*Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía*”, establece en el artículo 5º numeral 4º que esta Entidad debe dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables.

Que los Artículos 45 a 57 y 189 a 209 del Código de Petróleos, establecen los requisitos, procedimientos y obligaciones para llevar a cabo la actividad de transporte de crudos por oleoductos.

Que el proyecto de este reglamento se publicó en la página Web del Ministerio de Minas y Energía para conocimiento de la industria y terceros interesados, de los

cuales se recibieron observaciones y comentarios que fueron analizados y evaluados para su elaboración.

Que sometido el proyecto al concepto de que trata el Artículo 7º de la Ley 1340 de 2009, mediante oficio 10-81286-0-0, radicado en este Ministerio el 7 de julio con el número 2010 033999, el Superintendente de Industria y Comercio sugirió incorporar algún mecanismo para que la Dirección de Hidrocarburos pueda conocer y verificar la adecuación de los manuales del transportador a las disposiciones vigentes.

Que teniendo en cuenta que el proyecto claramente señala los lineamientos generales que debe cumplir el manual del transportador, siendo éstos los verificables por parte de este Ministerio y que permiten asegurar el libre acceso, sin discriminación, al sistema de transporte por oleoductos, no resulta necesario establecer mecanismos de revisión del manual, a través de la Dirección de Hidrocarburos, teniendo en cuenta que ya se encuentran instituidas las acciones administrativas y judiciales mediante las cuales los interesados pueden solicitar la protección de su derecho constitucional a la libre competencia.

Que es interés de este Ministerio propender porque la infraestructura de los oleoductos se construya y opere bajo el cumplimiento de los reglamentos con el fin de garantizar la prestación del servicio público de transporte bajo parámetros de seguridad, continuidad y calidad.

Que en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

Artículo 1º. OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN. Establecer la regulación general aplicable al transporte de crudo por oleoducto, con el fin de que se puedan asegurar los principios de libre acceso de terceros sin discriminación, como lo disponen los Artículos 47 y siguientes del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen o sustituyan, y ofrecer a los distintos agentes de la cadena del crudo las condiciones regulatorias de esta actividad, que les permita disponer de dicho

transporte a precios justos y razonables, conforme a la determinación de tarifas que expida el Ministerio de Minas y Energía mediante el acto correspondiente.

Esta resolución se aplicará a la entrega, transporte y recibo de crudo por oleoducto.

Artículo 2º. DEFINICIONES. Para efectos de interpretar y aplicar la presente resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Acuerdo de Transporte

Convenio entre el transportador y cada uno de los remitentes para el transporte de crudo por el oleoducto.

Agente Operacional o Agente

Persona natural o jurídica, pública o privada, entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales en la prestación del servicio de transporte de crudo por oleoductos.

Agua y Sedimento

Todo material que coexiste con el crudo sin ser parte del mismo.

Balance Volumétrico

Balance de las 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 oleoducto 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 9702,0 pulgadas cúbicas.

Boletín de Transporte por Oleoducto - BTO

Página Web de acceso público en la que cada transportador pone a disposición de los agentes y demás interesados la información que se indica en el Artículo 8º de la presente resolución, en las condiciones allí previstas.

Capacidad contratada

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

Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora

Es la capacidad de transporte de crudo prevista para el oleoducto con base en las propiedades del petróleo y las especificaciones de equipos y tuberías usadas para los cálculos de diseño del sistema. Si el diseño del sistema se modifica para aumentar la capacidad de diseño, ésta será la nueva capacidad.

Capacidad del Propietario

Capacidad necesaria en un período para el transporte de los crudos producidos por el transportador o por los propietarios del oleoducto de uso privado y declarada por el transportador como primer paso del proceso de nominación, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 16 de esta resolución. En los oleoductos de uso público dicha capacidad es cero (0).

Capacidad Efectiva o Capacidad Efectiva de Transporte

Es la capacidad máxima promedio de transporte de la cual se podrá disponer efectivamente para el transporte de crudo en un período determinado. Se calcula como el producto de la capacidad nominal por el factor de servicio.

Capacidad Disponible

Para un período determinado es la diferencia entre la capacidad efectiva y la suma de: i) la capacidad del propietario, ii) la capacidad contratada y iii) el derecho de preferencia, la cual está disponible para el transporte de crudo de terceros en ejercicio del derecho de libre acceso a los oleoductos.

Capacidad Nominal

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

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.

Conexión

Instalación que permite la entrega de crudo al oleoducto y el recibo de crudo desde el oleoducto.

Coordinación de Operaciones

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

Crudo

Petróleo, conforme su definición en el Artículo 1º del Código de Petróleos, que existe en fase líquida en yacimientos naturales subterráneos y que permanece líquida a presión atmosférica después de pasar por las instalaciones de separación de superficie.

Crudo a transportar

Crudos fiscalizados que se entregan al oleoducto para su transporte. En esta categoría se incluyen los crudos fiscalizados tanto segregados o separados de los otros como mezclados entre ellos, pudiendo en ambos casos estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su transporte.

Crudo Fiscalizado

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

Derecho de Preferencia

Facultad que tiene el Gobierno Nacional y ejerce a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, o de quien ésta designe, sobre la capacidad del oleoducto a la cual se refiere el Artículo 196 del Código de Petróleos como aquella con la cual se ha calculado y construido según sus características, en concordancia con el Artículo 45 ibídem. Para el caso de oleoductos de uso público corresponde al transporte de todo

el crudo de propiedad de la Nación y para los oleoductos de uso privado será el crudo procedente de las regalías correspondientes a la producción servida por el oleoducto. El derecho de preferencia será hasta del veinte por ciento (20%) de la capacidad con que fue calculado y construido el oleoducto de que se trata según sus propias características.

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 línea:

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 o Línea de Recolección:

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

Manual del Transportador o Manual

Documento que contiene la información y los procedimientos operacionales y administrativos del transportador que tienen como objeto regular el funcionamiento del sistema de conformidad con el Artículo 6º de la presente resolución.

Mes de Operación

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

Mezcla

Crudos fiscalizados que se mezclan entre ellos para su transporte y que pueden estar mezclados con alguna otra sustancia para efectos de su 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.

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 o Sistema

Todas las instalaciones físicas necesarias para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida incluyendo, entre otros, la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del 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 el derecho de preferencia por los crudos procedentes de las regalías, correspondiente a la producción servida por el oleoducto de que se trata, hasta el veinte por ciento (20%) de la capacidad con que fue calculado y construido según sus propias características. También son de uso privado los oleoductos construidos por dos o más compañías no afiliadas para beneficio de sus respectivas explotaciones.

De conformidad con el artículo 47 del Código de Petróleos y lo reglamentado en el Artículo 9º de esta resolución, los oleoductos de uso privado deberán utilizar el sobrante efectivo de su capacidad transportadora para el acarreo del crudo de terceros.

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.

Programa de Transporte o Programa

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.

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.

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 que determine la metodología tarifaria. Sobre esta tarifa aplicarán los sobrecargos, bonificaciones y descuentos de que tratan las condiciones monetarias.

Tercero

Persona que tiene título de propiedad o tenencia de crudo y que solicita a un transportador la prestación del servicio por un oleoducto.

Transportador

Propietario del sistema de transporte, o la persona que éste haya designado para representarlo o su cesionario, cuya actividad es la prestación del servicio.

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 medido a las condiciones existentes de presión y temperatura.

Volumen Bruto a 60,0°F

Volumen bruto de crudo 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.

CAPÍTULO II

FUNCIONES Y OBLIGACIONES

Artículo 3º. FUNCIONES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. En desarrollo de lo dispuesto en el Código de Petróleos y el Decreto 070 de 2001, o las normas que los modifiquen o sustituyan, corresponde a este Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos las siguientes funciones:

1. Llevar un registro actualizado de transportadores por oleoducto, de los remitentes y de las solicitudes de transporte hechas por terceros para utilizar la capacidad disponible.
2. Solicitar ajustes al manual del transportador, cuando sea necesario.
3. Determinar los volúmenes del derecho de preferencia para el transporte por

oleoducto en el evento señalado en el Artículo 47 del Código de Petróleos.

4. Determinar la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.
5. Revisar, cuando sea necesario, los programas de inversión, operación y mantenimiento en los oleoductos directamente relacionados con el cálculo tarifario.
6. De conformidad con el Artículo 56 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, designar el perito de que trata el Artículo 11 de la misma obra en caso de no llegar a un acuerdo con el transportador para el evento de fijación de tarifas.
7. Bajo los parámetros del Artículo 57 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, revisar las tarifas de transporte cuando lo solicite un agente o de oficio.
8. Liquidar el impuesto de transporte a que se refiere el Artículo 52 del Código de Petróleos, en armonía con el Artículo 26 de la Ley 141 de 1994, o las normas que los modifiquen o sustituyan, de conformidad con las tarifas aplicables a cada oleoducto.
9. Dirimir, de conformidad con el Artículo 47 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, los casos de desacuerdo entre el transportador y los terceros acerca del sobrante respecto de la capacidad transportadora, que se sometan a la decisión del Ministerio de Minas y Energía.
10. Exigir las ampliaciones que sean necesarias en los oleoductos de uso público para el transporte de crudo, en los términos previstos en la ley y en los contratos de concesión.
11. Efectuar las visitas e inspecciones que sean necesarias a los oleoductos o a las oficinas de los transportadores.
12. Aprobar mediante acto administrativo los estudios preliminares, la ruta general, la localización de los terminales, el trazado definitivo, los planos y los presupuestos detallados de construcción y las especificaciones correspondientes y los avisos de construcción de oleoductos a que se refieren los Artículos 54, 189, 190 y 199 del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen o sustituyan. De conformidad con el Artículo 54 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, la Dirección de Hidrocarburos podrá negar la aprobación de la construcción de un oleoducto, por razones de orden técnico, de orden público o de seguridad nacional. En estos dos últimos eventos no está obligado a expresar los motivos en que funde tal negativa.
13. Tramitar todo el proceso para la suscripción de los contratos de concesión de los oleoductos de uso público.

14. Expedir la credencial a que se refiere el Artículo 197 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
15. Sancionar a los agentes de conformidad con los Artículos 67 y 68 del Código de Petróleos, o las normas que los modifiquen o sustituyan.
16. Velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normas técnicas relacionadas con el transporte de crudo.

Parágrafo.- El registro del transportador ante la Dirección de Hidrocarburos se debe efectuar en el momento en que quede en firme la Resolución de aprobación, del aviso o de la autorización según se trate de oleoducto de uso público o privado respectivamente, en los términos de los Artículos 189 y 191 del Código de Petróleos.

Parágrafo transitorio.- Los transportadores de crudo por oleoductos, conforme con la definición señalada en el Artículo 2º de esta resolución, que se encuentren realizando tal actividad y no estén habilitados como tal, deberán registrarse ante la Dirección de Hidrocarburos dentro de los sesenta (60) días siguientes a partir de la vigencia del presente acto administrativo.

Artículo 4º. OBLIGACIONES DEL REMITENTE.- Son obligaciones del remitente, las siguientes:

1. Suscribir acuerdos de transporte con los transportadores.
2. Informar a la Dirección de Hidrocarburos, mediante escrito remitido dentro de los diez (10) días siguientes a la contratación del servicio, el oleoducto y trayecto que utilizará, el origen (departamentos, municipios y campos) del crudo que transportará y el término del acuerdo de transporte.
3. Suministrar oportunamente al transportador, según el cronograma que para el efecto éste establezca, la información necesaria para la preparación del plan de transporte.
4. Presentar oportunamente la nominación al transportador, conforme a las condiciones, especificaciones y según el procedimiento que para el efecto éste establezca en el manual, y acorde con el Artículo 16 de esta resolución.
5. Conocer y poner en práctica los procedimientos comerciales, operacionales y administrativos del manual del transportador.

6. Cumplir el programa acordado en el mes de operación para las entregas de crudo al oleoducto en el nodo de entrada y disponer lo necesario para su recibo en el nodo de salida, de acuerdo con los procedimientos definidos en el manual del transportador.
7. Entregar y recibir del transportador el crudo dentro de los rangos de calidad, volumen, oportunidad y demás condiciones establecidas en el manual del transportador.
8. Responder por las consecuencias derivadas de su incumplimiento en las obligaciones pactadas en el acuerdo de transporte.
9. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en las leyes 155 de 1959, 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992, la Ley 1340 de 2009 y demás normas concordantes, o las normas que los modifiquen o sustituyan.
10. Cumplir con las normas establecidas por la autoridad competente sobre protección y preservación del medio ambiente.
11. Cumplir con las normas y procedimientos establecidos en el manual del transportador para la conexión al sistema de transporte.
12. Pagar la tarifa establecida para el (los) trayecto(s) objeto del servicio.
13. Suministrar la información que requiera la Dirección de Hidrocarburos con el fin de ejercer el control adecuado de la actividad.

CAPÍTULO III

OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR

Artículo 5º. OBLIGACIONES DEL TRANSPORTADOR. El transportador de crudo por oleoducto tiene las siguientes obligaciones:

1. Mantener el oleoducto en condiciones adecuadas de operación.
2. Permitir el acceso libre a su oleoducto a cualquier remitente o tercero que lo solicite cuando exista capacidad disponible y se cumplan los requisitos exigidos en esta resolución y en el manual del transportador.
3. Suscribir acuerdos de transporte con los remitentes.
4. Elaborar, publicar y mantener actualizado el BTO en una página Web según las disposiciones de la presente resolución.

5. Elaborar el manual del transportador, enviarlo a la Dirección de Hidrocarburos, mantenerlo actualizado y publicarlo en el BTO.
6. Informar a la Dirección de Hidrocarburos los acuerdos de transporte dentro de los diez (10) días siguientes a su celebración.
7. De conformidad con el Artículo 47 del Código de Petróleos, dar previo aviso a la Dirección de Hidrocarburos sobre las solicitudes de transporte realizadas por terceros para utilizar la capacidad disponible, dentro de los treinta (30) días siguientes al recibo de la solicitud, indicando el contratante o solicitante, el trayecto y los volúmenes a transportar contratados o solicitados.
8. Desarrollar su actividad transportadora con independencia de otras actividades que ejecute dando el mismo tratamiento a todos los agentes.
9. Abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en las leyes 155 de 1959, 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992, la Ley 1340 de 2009 y demás normas concordantes, o las normas que los modifiquen o sustituyan.
10. Disponer de instalaciones adecuadas para manejar los crudos y controlar los volúmenes transportados y la calidad de los mismos y efectuar el transporte según las especificaciones propias de la industria.
11. Atender las solicitudes de transporte de los agentes, y poner en práctica el proceso de nominación en los términos establecidos en el Artículo 16 de esta resolución.
12. Informar a los remitentes el balance de que trata el Artículo 20 de la presente resolución, incluyendo la información de los volúmenes transportados, volúmenes entregados y el inventario de crudo en el sistema.
13. Establecer mecanismos de control e inspección necesarios para mantener la integridad del sistema de transporte y con base en ello programar los mantenimientos y las reparaciones requeridas.
14. Calibrar los instrumentos de medición y control de calidad de los crudos transportados, según los procedimientos y periodicidad exigida por los fabricantes, las normas técnicas y lo dispuesto para el efecto en el manual del transportador, invitando de manera oportuna al remitente o su representante, para que éste asista si lo considera necesario.
15. Cobrar por concepto del servicio de transporte, tarifas conforme lo establecido en la metodología tarifaria fijada por la Dirección de Hidrocarburos.

- 16.** Recaudar y pagar el impuesto de transporte de conformidad con el Artículo 26 de la Ley 141 de 1994, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
- 17.** Publicar las tarifas de transporte en el BTO.
- 18.** Cumplir con las normas establecidas sobre protección y preservación del medio ambiente para lo cual deberá tener previstos los procedimientos de cierre y abandono del oleoducto.
- 19.** Presentar ante la Dirección de Hidrocarburos, antes del primero (1º) de marzo de cada año, el informe anual especial a que se refiere el Artículo 204 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
- 20.** Cumplir con la obligación de venta del oleoducto, como lo dispone en el Artículo 50 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan.
- 21.** Efectuar las ampliaciones y conexiones que sean necesarias en los oleoductos de uso público para prestar el servicio de transporte, conforme a las reglas sobre acceso y sobre modificaciones a la capacidad nominal señaladas en los Artículos 9º a 14º de esta resolución.
- 22.** Utilizar el sobrante efectivo de su capacidad transportadora en los oleoductos de uso privado, mientras tal sobrante exista, para el acarreo del crudo de terceros, a solicitud de los remitentes o terceros.
- 23.** En virtud de la condición de servicio público del transporte de petróleo, incluir en el manual del transportador las reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad cuando el sobrante efectivo de capacidad transportadora no sea suficiente para atender solicitudes de transporte de crudo de terceros.
- 24.** Permitir el transporte preferente de crudos hacia las refinerías para satisfacer las necesidades del país, con la finalidad de evitar un desabastecimiento nacional, de conformidad con el artículo 58 del Código de Petróleos.
- 25.** Permitir que, en el evento en que exista sobrante efectivo de capacidad transportadora, el remitente o el tercero realicen las inversiones adicionales que demanden las obras necesarias para dar acceso y capacidad de utilizar ese medio de transporte, conforme a las reglas sobre acceso y sobre modificaciones a la capacidad nominal señaladas en los Artículos 9º a 14º de esta resolución.
- 26.** Suministrar a la Dirección de Hidrocarburos la información de costos, tarifas y volúmenes y toda aquella que ésta le solicite.

Artículo 6º. MANUAL DEL TRANSPORTADOR. Dentro de los seis (6) meses siguientes, contados a partir de la publicación de la presente resolución, todos los transportadores de crudo por oleoducto deberán tener un manual del transportador que desde esa fecha debe estar disponible para las diferentes autoridades y agentes, mediante la publicación en el BTO.

El manual del transportador se ajustará a lo establecido en el Código de Petróleos, en esta resolución y en las normas que los modifiquen o sustituyan y deberá contener como mínimo:

1. Descripción del sistema de transporte.
2. Reglas y procedimientos para la atención de las solicitudes de conexión de terceros.
3. Reglas y procedimientos para atender las solicitudes de ampliación de capacidad cuando el sobrante efectivo de capacidad transportadora no sea suficiente para atender solicitudes de transporte de crudo de terceros.
4. Reglas y procedimientos para la elaboración del plan de transporte.
5. Mecanismos, asignación de responsabilidades y reglas para llevar a cabo el proceso de nominación y coordinación de operaciones.
6. Reglamentación de sanciones entre los agentes operacionales por incumplimiento del programa de transporte.
7. Normas y procedimientos para la medición de las cantidades y calidad del crudo que se transporta.
8. Procedimientos de calibración de instrumentos de medición y estándares aplicables.
9. 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.
10. Mecanismos de compensación de calidad por la mezcla de crudos.
11. Procedimientos para los balances volumétricos del oleoducto, cálculo de las pérdidas en el transporte, lleno de línea en el sistema y volumen transportado.

12. 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.
13. Procedimientos de coordinación de operaciones, comunicaciones y atención de emergencias.

Parágrafo 1º.- Este manual debe estar redactado en forma sencilla, de fácil entendimiento y en idioma castellano.

Parágrafo 2º.- En tanto el manual del transportador no se encuentre disponible en el BTO dentro del término previsto en el presente artículo, el transportador deberá informar a los terceros que lo requieran sobre los puntos mínimos especificados en este artículo. Para ello dispondrá de cinco (5) días hábiles desde el momento de recibir el requerimiento de información.

Artículo 7º. PROCEDIMIENTO PARA LA MODIFICACIÓN DEL MANUAL DEL TRANSPORTADOR. Las modificaciones del manual del transportador que puedan afectar el acceso de remitentes y terceros, deberán ser realizadas por el transportador teniendo en cuenta los siguientes procedimientos:

1. Las modificaciones podrán ser *motu proprio* o motivadas por la petición debidamente fundamentada de cualquiera de los agentes o por solicitud de la Dirección de Hidrocarburos de este Ministerio.
2. Las solicitudes de modificación, con su correspondiente justificación y confrontación con la disposición que se solicita modificar, serán dirigidas al transportador quien, dentro de los cinco (5) días siguientes a su recibo, las hará conocer a la Dirección de Hidrocarburos e iniciará su publicación en las condiciones previstas en el Artículo 8º de esta resolución, durante treinta (30) días en el BTO para conocimiento y discusión de los agentes que quieran participar en el debate.
3. Vencido este término, el transportador comunicará a quien hace la solicitud y a la Dirección de Hidrocarburos su decisión motivada de aceptar o no la solicitud de modificación.
4. Si acepta la solicitud, el transportador elaborará la propuesta motivada de modificación del manual e iniciará, dentro de los diez (10) días contados a partir de la fecha de la comunicación de que trata el numeral anterior, una consulta en el BTO sobre la modificación.

5. Los agentes tendrán veinte (20) días, a partir de la fecha en que se inicie la consulta de modificación, para dar a conocer sus observaciones. Transcurrido este lapso el transportador tendrá veinte (20) días para evaluar los comentarios recibidos y para modificar el manual del transportador, hacerlo conocer de la Dirección de Hidrocarburos y publicar la nueva versión en el BTO, teniendo en cuenta las observaciones que considere pertinentes.
6. Los comentarios de los agentes y las respuestas del transportador que se presenten durante cualquier etapa del procedimiento de modificación del manual, deberán ser publicados en el BTO dentro de los tres (3) días contados a partir de su recibo o expedición y mantenerse publicados hasta la finalización del procedimiento.
7. Cuando la Dirección de Hidrocarburos solicite una modificación debe someter su propuesta al procedimiento expuesto.

Artículo 8º BOLETÍN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO - BTO. Cada transportador deberá implementar su Boletín de Transporte por Oleoducto - BTO - dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, con el objeto de poner a disposición de los diferentes agentes y mantener actualizada, como mínimo, la siguiente información, para cada uno de los oleoductos que atiende:

A. Información de acceso público:

1. Descripción general del sistema de transporte.
2. Tarifas vigentes de transporte para cada trayecto.
3. Tablas de valores o fórmulas de cálculo vigente de las condiciones monetarias.
4. Capacidad de diseño del sistema y capacidad nominal.
5. Capacidad Disponible mensual del sistema estimada para los próximos seis (6) meses y anual para los próximos cinco (5) años.
6. Apartes del manual del transportador, correspondientes a los numerales 2 (solicitudes de conexión), 5 (proceso de nominación) y 9 (requerimientos mínimos de calidad del crudo), del Artículo 6º de esta resolución.

B. Información de acceso exclusivo para los agentes:

1. Manual del transportador, de conformidad con el Artículo 6º de esta resolución.
2. Discusión sobre modificaciones al manual del transportador, de conformidad con lo reglamentado en el Artículo 7º de esta resolución.
3. Información general del cronograma de mantenimientos programados del sistema y de otras actividades programadas que afecten la capacidad efectiva durante los próximos seis (6) meses.
4. Relación de los proyectos de ampliación y cambios en la infraestructura en el sistema de transporte.
5. Capacidad efectiva, confirmada para el mes de operación y estimada para los cinco (5) meses siguientes y la correspondiente capacidad disponible, para cada trayecto.
6. Programa de transporte, para el mes de operación y tentativo para los cinco (5) meses siguientes, para cada trayecto.
7. Descripción del mecanismo de control establecido por el transportador para verificar el orden de recibo de solicitudes de transporte previsto en el proceso de nominación de que trata esta resolución.
8. El último balance volumétrico elaborado para el oleoducto conforme al Artículo 20º de la presente resolución.
9. Estadísticas diarias para el último mes de operación y mensuales para los últimos cinco (5) años, o desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución, sobre la información de capacidad efectiva y balances volumétricos, de que tratan los numerales 5 y 8 de la parte B de este artículo.
10. Las tarifas de transporte anuales y las condiciones monetarias para cada trayecto para un lapso mínimo de cinco (5) años previos a la última fecha de actualización, o desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución.

Parágrafo 1º: El transportador no estará obligado a publicar la información comercial de carácter reservado en la ejecución de sus acuerdos de transporte.

Parágrafo 2º: El transportador deberá suministrar a los agentes operacionales que se lo soliciten, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la solicitud y previa

verificación por parte del transportador de su calidad de agente operacional, una clave para el acceso a la información de carácter exclusivo a que se refiere el literal B de este artículo. El acceso con la clave deberá estar habilitado mientras el solicitante mantenga su calidad de agente operacional.

Parágrafo 3º: El transportador deberá comunicar toda actualización, modificación o adición de información en el BTO, mediante correo electrónico o comunicación directa, a la Dirección de Hidrocarburos y a todos los agentes que tengan habilitado el acceso a la información de carácter exclusivo conforme al parágrafo anterior.

Parágrafo 4º: En tanto el BTO no se haya implementado, el transportador deberá informar a los agentes que lo requieran, los datos mínimos de que trata este artículo, para lo cual dispondrá de cinco (5) días hábiles desde el momento de recibir la solicitud, si ésta se refiere a información pública, y de diez (10) días hábiles si corresponde a información de acceso exclusivo para los agentes. El transportador no estará obligado a suministrar información de acceso exclusivo si quien la solicita no es un agente operacional.

CAPÍTULO IV

REGLAS SOBRE ACCESO A OLEODUCTOS, CONEXIONES Y AMPLIACIONES

Artículo 9º. REGLAS PARA EL ACCESO A OLEODUCTOS. Los interesados en el transporte de crudo por oleoducto, deberán presentar la solicitud al transportador quien tendrá en cuenta la capacidad disponible de su instalación, para prestar este servicio público.

La presentación de dicha solicitud y su trámite no requieren de la preexistencia de un acuerdo de transporte y el transportador deberá incluir en su manual los procedimientos administrativos para la atención de la misma.

En caso de desacuerdo entre el transportador y el interesado acerca de la capacidad disponible, el asunto se someterá a la decisión de la Dirección de Hidrocarburos, de conformidad con el Artículo 23º de esta resolución.

Todos los transportadores están en la obligación de prestar el servicio en las condiciones señaladas en esta resolución.

Artículo 10º. AUTORIZACIÓN DE CONEXIONES. El transportador permitirá la construcción de conexiones previo aviso a la Dirección de Hidrocarburos, de conformidad con el Artículo 195 del Código de Petróleos, en la medida en que éstas cumplan con las especificaciones técnicas de medición, determinación de calidad y de seguridad aplicables y las normas del manual del transportador y que cuenten con las respectivas licencias y permisos exigidos por las autoridades competentes, así como con las disposiciones que regulan la adquisición de los terrenos.

La conexión de entrada puede considerarse en dos esquemas posibles:

1. En un sitio cercano a una estación de bombeo, es decir en un nodo de entrada, o
2. En cualquier otro sitio a lo largo del ducto para entrega en línea o al paso en cuyo caso se definirá un nuevo nodo de entrada.

En forma similar la conexión en el sitio de destino puede hacerse:

1. En un sitio cercano a la estación de recibo es decir en un nodo de salida, o
2. En cualquier otro sitio a lo largo de la línea para entrega al paso en cuyo caso se definirá un nuevo nodo de salida.

Artículo 11. PRESENTACIÓN Y ATENCIÓN DE LA SOLICITUD DE CONEXIÓN. El remitente o el tercero solicitará la autorización de la conexión adjuntando los documentos que contengan las especificaciones técnicas y la organización operativa que exija el manual. El transportador verificará que se cumpla la normatividad que regula la materia y podrá solicitar aclaraciones o ampliaciones a la información pero no podrá hacer exigencias adicionales a las previstas en el manual y las disposiciones vigentes.

La respuesta motivada aprobando o rechazando una solicitud no podrá exceder del término de tres (3) meses desde su recibo, sin incluir en este plazo los tiempos que tome quien solicita para responder a las aclaraciones o ampliaciones pedidas por el transportador.

Artículo 12. CAUSALES DE RECHAZO DE LA CONEXIÓN. El transportador puede negar la autorización de la construcción de la conexión por razones de seguridad o capacidad, porque afectan la integridad del sistema de transporte o la operación de otros remitentes o por disposición de la autoridad competente. El rechazo de una solicitud de conexión debe ser motivado.

El transportador no estará obligado a proporcionar el servicio de transporte hasta tanto las instalaciones de la conexión cumplan con los requerimientos por él establecidos en el manual. En el caso de una conexión en funcionamiento, el remitente no podrá modificar las instalaciones o su forma de operación sin autorización del transportador.

La construcción, administración, operación y mantenimiento de las conexiones, incluidos los equipos y procedimientos de medición, serán responsabilidad del transportador, pero los costos que éstas impliquen serán con cargo a quien las solicite. El solicitante de la conexión podrá pactar libremente con el transportador su forma de financiación y pago.

Artículo 13. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS POR TRÁMITES DE CONEXIÓN. Los conflictos que puedan surgir por el trámite y construcción de conexiones serán resueltos de conformidad con el Artículo 23 de esta resolución.

Artículo 14. MODIFICACIONES DE LA CAPACIDAD NOMINAL. Los cambios en la capacidad nominal del oleoducto serán realizados bajo la responsabilidad y según lo decida cada transportador. De producirse el cambio, el transportador 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 y tener en cuenta su efecto sobre el valor de la inversión y los gastos de mantenimiento y operación para llevar a cabo la correspondiente revisión tarifaria, acorde con lo previsto en la resolución que determine la respectiva metodología.

Todos los oleoductos de uso público son considerados como empresas públicas de transporte, por lo que como tales deben satisfacer las necesidades de la demanda de transporte de crudos, dentro de criterios económicos razonables, realizando para ello las ampliaciones que sean necesarias, incurriendo en el costo que esto requiera, en el marco de las normas que los cobijen, y recibiendo una remuneración por ello acorde con la reglamentación de tarifas que expedirá la Dirección de Hidrocarburos.

En el caso de oleoductos de uso privado, en el evento que sea necesario hacer inversiones adicionales para que un remitente pueda tener capacidad para utilizar el oleoducto de una forma técnicamente viable, el transportador no estará obligado a financiarlas, pero, en caso que no lo haga, deberá permitir que el tercero las realice conforme a las condiciones técnicas definidas en el manual del transportador. Las partes libremente podrán acordar las condiciones para la financiación y pago de las inversiones.

CAPÍTULO V

ACTIVIDAD DEL TRANSPORTE

Artículo 15. PLAN DE TRANSPORTE. Antes del mes de noviembre de cada año, el transportador preparará el plan de transporte, al menos para los cinco (5) años calendario siguientes al de su elaboración, expresado en promedios anuales y mes por mes para el primer año. Como resultado de la elaboración de este plan se tendrá para cada uno de dichos períodos la estimación de la capacidad disponible para el transporte de crudo de terceros, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 47 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan. Esta información y la capacidad transportadora deberán permanecer disponibles para consulta en el BTO.

Los remitentes deberán suministrar la información que se requiera para el efecto.

Artículo 16. PROCESO DE NOMINACIÓN. Para efectos de llevar a cabo la nominación se adelantará el siguiente procedimiento:

Nominación del propietario: Cada mes calendario anterior al mes de operación, los transportadores de oleoductos de uso privado iniciarán el proceso de nominación publicando la capacidad del propietario en firme para el mes de operación, la cual se entenderá como su nominación. Junto con la anterior deberá publicarse también la capacidad del propietario tentativa para los cinco (5) meses siguientes.

Nominaciones de los remitentes: Durante el transcurso del mes calendario anterior al mes de operación y hasta el día establecido según la programación y los términos que

establezca el transportador en el manual, cada remitente interesado entregará al transportador la nominación de las necesidades de transporte en firme, no incluidas en la nominación del propietario, para el mes de operación y tentativa para los cinco (5) meses siguientes. El transportador deberá prever en el manual la información y el procedimiento que utilizará para la programación en el evento en que la nominación no se presente en el plazo establecido.

El transportador calculará la capacidad efectiva y la capacidad disponible en firme para el mes de operación y tentativa para los siguientes cinco (5) meses, teniendo en cuenta las nominaciones realizadas.

Nominaciones adicionales de los propietarios de oleoductos de uso público: Los propietarios de los oleoductos de uso público que requieran de capacidades adicionales a las máximas que hayan contratado en firme como remitentes, podrán presentarlas luego de la nominación de los remitentes y antes de la solicitud de transporte de terceros. El transportador establecerá en su manual el plazo de que ellos disponen para ejercer este derecho y las reglas para hacerlo.

Solicitud de transporte de terceros y adicional de remitentes no propietarios: En cualquier momento los terceros interesados y los remitentes no propietarios, una vez cerrada la nominación de remitentes, podrán presentar solicitudes de transporte hasta por la capacidad disponible publicada en el BTO. El transportador deberá aceptar o rechazar la solicitud dentro de los términos del proceso de nominación, el día siguiente al de la fecha de su presentación, asignando prioridades de atención en el orden de recibo que deberá ser verificable con el mecanismo de control que para el efecto establezca el transportador. Las respuestas negativas estarán debidamente motivadas.

El tercero, a quien el transportador acepte una solicitud, tendrá el derecho de suscribir con éste un acuerdo de transporte mientras la capacidad disponible del oleoducto lo permita, de acuerdo con el plan de transporte.

Cuando repetidamente las nominaciones superen los volúmenes que realmente se transportan y afecten de forma significativa la capacidad disponible en detrimento del acceso de terceros, éstos podrán solicitar a la Dirección de Hidrocarburos la adopción de medidas para prevenir la ocurrencia de esta situación.

Nominación restante: Después del cierre de las nominaciones anteriores, los propietarios podrán disponer de la capacidad restante una vez tenidas en cuenta las cantidades nominadas por ellos, por los remitentes y por los terceros, acorde con las reglas que para tal efecto acuerden en su calidad de propietarios.

Programa de transporte: Con base en la capacidad efectiva, en las nominaciones de remitentes y terceros, en el derecho de preferencia y en la capacidad del propietario, el transportador elaborará el programa de transporte en firme para el mes de operación y tentativo para los cinco (5) meses siguientes y lo confirmará a los interesados.

El programa de transporte podrá revisarse durante el transcurso del mes de operación si se presentan modificaciones a las condiciones operacionales previstas, situaciones de riesgo operacional o por necesidad justificada de los remitentes, en cuyo caso el transportador realizará la coordinación necesaria para restablecer el programa, elaborando un registro explicativo de las condiciones que motivaron la alteración, que se dará a conocer a los afectados. En todo caso, el transportador siempre tendrá vigente un programa de transporte.

La nominación confirmada constituye el compromiso de transporte para los agentes.

El transportador incluirá en el manual la reglamentación del proceso de nominación y la elaboración del programa señalando, entre otros, las fechas límites para la entrega de las nominaciones, los requisitos y procedimientos para la revisión del programa de transporte, cuando ésta se justifique, y los criterios de prioridad para la asignación de la capacidad en caso de restricción.

Para cada período que se programa, el transportador publicará en el BTO el volumen total programado para el transporte y la capacidad disponible resultante.

Parágrafo. En un plazo máximo de seis (6) meses, contado a partir de la fecha de expedición de la presente resolución, los transportadores deberán desarrollar los mecanismos necesarios para garantizar el funcionamiento del sistema de nominaciones de transporte, de acuerdo con lo previsto en esta resolución.

Artículo 17. COORDINACIÓN DE OPERACIONES. De acuerdo con las particularidades de su sistema, cada transportador definirá en su manual la estructura

organizacional encargada de la planeación, coordinación y supervisión de la operación de sus sistemas de transporte la cual deberá servir de punto de contacto y comunicación con los agentes que intervienen en el proceso de transporte.

CAPÍTULO VI

DETERMINACIÓN Y BALANCES DE CANTIDAD Y CALIDAD DE LOS CRUDOS

Artículo 18. DETERMINACIONES DE CANTIDAD Y CALIDAD. El transportador instalará los equipos e implementará los procedimientos necesarios para la medición y las determinaciones de calidad, de acuerdo con las normas internacionales vigentes, como API, ASME y ASTM. El transportador publicará en el manual los procedimientos y normas para medición e inspección de calidad aplicables para su sistema de transporte y será responsable de mantener su vigencia. Las mediciones se harán preferencialmente con medidores en línea. La calibración de los equipos de medición deberá hacerse con la periodicidad que determine el transportador o cuando las circunstancias operacionales así lo exijan, a juicio del transportador, o por solicitud de un remitente. No se considerarán reliquidaciones retroactivas a no ser que las partes así lo acuerden.

En ausencia de medidores en línea las determinaciones de volúmenes podrán hacerse por la medición de los tanques de entrega y recibo con aforos debidamente registrados por el transportador ante la Dirección de Hidrocarburos y de acuerdo con los procedimientos de la industria petrolera los cuales se incluirán en el manual.

Las partes podrán acordar la intervención de inspectores de cantidad y calidad para verificar las inspecciones o medidas.

Artículo 19. ACEPTACIÓN DE CRUDO PARA EL TRANSPORTE. El transportador publicará en el BTO las especificaciones mínimas de calidad de crudo que considera aceptables. No obstante, las partes podrán acordar las circunstancias en las cuales se transporte crudo fuera de especificaciones, incluyendo las penalizaciones u otras compensaciones a que hubiere lugar.

Se entiende que el hidrocarburo que se transporta debe ser crudo en especificaciones adecuadas para refinación y libre de contaminantes externos o aditivos químicos. Sin

embargo, el transportador podrá aceptar la presencia de estos últimos de acuerdo con las características de la mezcla que se transporte.

El transportador no estará obligado a prestar el servicio de transporte cuando el crudo presente características que, en condiciones normales de operación, puedan afectar significativamente los equipos de transporte o la eficiencia de la operación, inducir condiciones inseguras o disminuir la calidad de otros crudos que se transporten por el oleoducto; así, tendrá el derecho de rechazar o cobrar un sobrecargo por el transporte de cargamentos de crudo con:

1. Valores altos de sal, punto de fluidez y agua y sedimentos que puedan causar daño a los equipos de transporte o afectar su funcionamiento.
2. Valores altos de densidad, viscosidad y contenido de agua que causen ineficiencia en la operación.
3. Valores altos de temperatura y presión de vapor que pongan en riesgo la operación de transporte por el oleoducto.
4. Valores extremos de gravedad, contenido de contaminantes metálicos o azufre que disminuyan el valor comercial de la mezcla.

Artículo 20. BALANCES DE CANTIDAD Y CALIDAD. El transportador obtendrá una retribución justa por la actividad del transporte y por lo tanto no registrará utilidades ni pérdidas por concepto de las variaciones que normalmente ocurren en la cantidad y calidad de los crudos que transporta por cuenta de los remitentes.

Compensaciones por calidad: El crudo objeto del transporte está sujeto a cambios en calidad por su mezcla con otros crudos de diferentes propiedades que se encuentran en el oleoducto y en las instalaciones de manejo y almacenamiento. Durante el mes de operación, los remitentes que entreguen crudo con mejor calidad que la del promedio de la mezcla que reciben obtendrán una compensación en volumen equivalente a la que tendrán a su cargo los remitentes que entreguen crudos de calidad inferior a la de la mezcla, en forma tal que los saldos volumétricos finales por este concepto sean iguales a cero, salvo disposiciones diferentes previstas en las condiciones monetarias.

El transportador será el liquidador y mediador de las compensaciones para propiciar un ajuste.

La compensación se calculará con base en el valor de los crudos entregados y recibidos por cada remitente. El transportador definirá en el manual el procedimiento de compensación volumétrica y señalará los mecanismos para los cálculos correspondientes.

Balances volumétricos: Los hará el transportador en cada trayecto, para cada mes de operación, teniendo en cuenta los análisis de calidad y los volúmenes en cada punto de entrada o salida del sistema a partir de medidas realizadas con medidores automáticos o medidas de tanques, según como las partes lo hayan considerado en el acuerdo de transporte. El procedimiento a seguir para los balances volumétricos debe especificarse en el manual del transportador. El balance volumétrico correspondiente a un determinado mes de operación deberá ser elaborado dentro del mes calendario siguiente.

Pérdidas en el transporte: Las pérdidas no identificables, que constituyen la tolerancia normal en el transporte, no excederán el 0,5% del volumen transportado. Los remitentes asumirán las pérdidas no identificables hasta el porcentaje de tolerancia establecido.

El transportador deberá compensar a los remitentes, incluido el derecho de preferencia, por las pérdidas no identificables que excedan de la tolerancia máxima y por las pérdidas identificables en caso de no demostrarse que las pérdidas fueron causadas por fuerza mayor o caso fortuito, causa extraña, vicio inherente de los productos transportados o culpa imputable a un remitente.

Mediante procedimientos que se incluirán en el manual, el transportador calculará el volumen perdido en cada evento y la distribución entre los remitentes a quienes comunicará los resultados.

En caso de detectar una pérdida identificable en el sistema, el transportador procederá en forma inmediata a identificar la cantidad perdida mediante un balance volumétrico del sistema de transporte, considerando las variables enumeradas anteriormente y los otros factores que el transportador considere necesarios para el efecto, según el procedimiento que se incluya en el manual, o información relevante que tenga disponible.

Balance para los remitentes: Una vez determinadas las pérdidas, el transportador elaborará un balance mensual para cada remitente mostrando el volumen transportado, el crudo de éste en el sistema, la distribución de pérdidas y el volumen entregado a cada remitente.

Con base en los valores que resultaren se establecerán los valores relevantes para la facturación y compensaciones por calidad.

Parágrafo. Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a que el transportador informe los balances de calidad y cantidad a los remitentes, éstos podrán presentar ante el transportador reclamaciones sobre las compensaciones por calidad, balances volumétricos, pérdidas en el transporte o balance para los remitentes, siguiendo el procedimiento estipulado en el Artículo 22 de esta resolución.

CAPÍTULO VII

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 21. ACUERDOS DE TRANSPORTE. El acuerdo de transporte deberá contener como mínimo las siguientes especificaciones:

- i) Mención de las disposiciones señaladas en la ley, la presente resolución y el manual como parte del acuerdo de transporte.

- ii) Especificación del punto de entrada y punto de salida en los cuales se hará la transferencia de la custodia del remitente al transportador y del transportador al remitente, respectivamente.

Las partes podrán pactar libremente las diferentes modalidades de acuerdos de transporte. El transportador dispondrá de un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para informar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía de todos los acuerdos de transporte que se encuentren vigentes. De igual forma, cada vez que un nuevo acuerdo de transporte entre en vigencia, el transportador dispondrá de un plazo hasta de cinco (5) días hábiles para informarlo a la Dirección de Hidrocarburos. El incumplimiento a lo dispuesto en este inciso dará lugar a que la mencionada Dependencia, en desarrollo de la facultad prevista en el numeral 15 del Artículo 3º de esta Resolución, imponga la sanción establecida en el Artículo 67 del

Código de Petróleos, modificado por el Artículo 21 de la Ley 10ª de 1961 o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Artículo 22. RECLAMACIONES. El siguiente es el procedimiento mínimo de reclamaciones:

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, deberán ser 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.

En el manual del transportador se establecerán los procedimientos para el manejo de las reclamaciones, con el fin de resolver diferencias en calidad y/o cantidad del crudo transportado.

Artículo 23. INTERVENCIÓN DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. En los casos en los cuales el Ministerio de Minas y Energía deba mediar en las relaciones entre los diferentes agentes, de conformidad con los Artículos 47 y 56 del Código de Petróleos o las normas que los modifiquen o sustituyan, se procederá de la siguiente forma:

1. La Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía recibirá las solicitudes o quejas de los agentes y correrá traslado por quince (15) días a los agentes involucrados para que den las explicaciones del caso. En el evento en que no exista respuesta alguna, tal actitud se tendrá como un indicio en su contra.
2. De las referidas explicaciones se correrá traslado al solicitante o quejoso para que en el término de quince (15) días se pronuncie sobre las mismas.
3. La Dirección citará dentro de los diez (10) días siguientes a una reunión con las partes involucradas para oír los argumentos de cada una y mediar para solucionar el conflicto, finalizada la cual se levantará un acta en la que conste lo acontecido.
4. Si las partes no se ponen de acuerdo, dentro de los treinta (30) días siguientes a la reunión, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía decidirá sobre la solicitud o queja, y tomará las medidas necesarias, mediante acto administrativo el cual es sujeto de recurso de reposición.

Parágrafo 1º. En cualquier momento la Dirección de Hidrocarburos podrá solicitar información a los agentes y podrá, de oficio o petición de parte, decretar pruebas, las cuales serán realizadas en un término de treinta (30) días, suspendiendo el plazo previsto en el numeral 4 de este artículo.

Parágrafo 2º. Los agentes podrán solicitar al Ministerio de Minas y Energía que medie en los casos en que surjan desacuerdos en temas técnicos; si no lo solicitan, podrán acudir a peritos designados libremente por ellos.

Artículo 24. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES. Con el fin de garantizar el acceso abierto al sistema de transporte por oleoductos, se entenderá que son independientes las actividades de exploración, explotación, transporte, refinación, distribución y comercialización, y esta última incluye la importación y/o exportación de crudo.

En cualquier momento la Dirección de Hidrocarburos podrá exigir una o más auditorías sobre la actividad de transporte de crudos por oleoductos, las cuales serán con cargo al transportador, a través de empresas especializadas, seleccionadas mediante convocatoria pública por la citada Dirección, con el fin de verificar durante cada período tarifario el cumplimiento de lo establecido en esta resolución, en la regulación que se expida sobre tarifas, o en las normas que las modifiquen o sustituyan, entendiéndose que lo dispuesto en este Artículo no impide que el transportador ejerza las demás actividades señaladas en su inciso primero.

Artículo 25. VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y Cúmplase

Dada en Bogotá D.C. a los,

HERNÁN MARTÍNEZ TORRES

Ministro de Minas y Energía

JCVD/

ANEXO B.

COMPENSACION VOLUMETRICA POR CALIDAD

Este proceso se realiza sobre una base mensual hacia el 15 y el 20 de cada mes inmediatamente posterior al mes a reportar. Se realiza con base en:

- Balance mensual del sistema
- Reporte mensual de valoración de crudos
- Reporte de operadores de oleoductos aferentes
- Reporte de Exportaciones (B/L)
- Con base en el modelo de cortes por destilación y teniendo en cuenta el volumen y la calidad (Gravedad API) de las Entregas de cada remitente en el período, se obtiene el valor en dólares que el remitente entrega.
- Con base en el modelo de regresión de API y % S (Bulk properties) se determina el valor en dólares de cada retiro que cada remitente realice en cualquier punto de retiro/punto de salida, así como para la valoración de inventarios al principio o al final de cada periodo en la estación inicial y final del oleoducto

La compensación volumétrica por calidad distribuye por compañía cada uno de los elementos del balance mensual.

Cada uno de los ítems del balance volumétrico se distribuye por compañía de acuerdo con los siguientes criterios:

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

PI: Pérdidas Identificadas. Se distribuyen de acuerdo con la participación en dólares de las entregas por compañía del mes anterior.

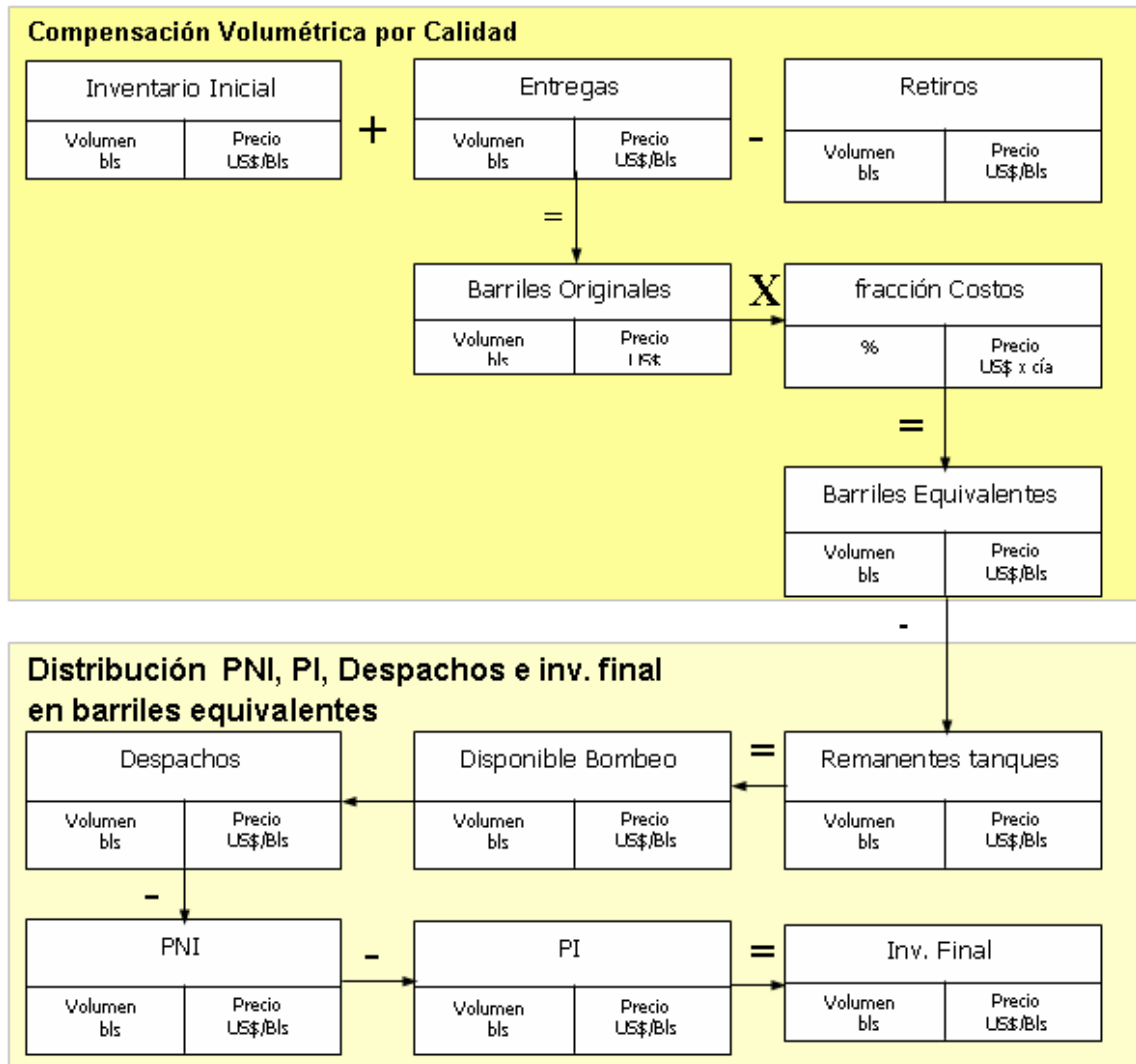
II: Inventario Inicial. Corresponde a la distribución del inventario final reportado en el ejercicio de compensación anterior.

RC: Retiros de Combustible, se distribuye según el porcentaje de las entregas de los dueños del crudo

D: Despachos. Cuando corresponden a una estación, se distribuyen de acuerdo con los porcentajes de crudo disponible por compañía, luego de descontar volúmenes remanentes. En los balances volumétricos de las líneas se determina por Balance del Sistema.


R: Retiros de Compañías. Se descuenta a la compañía que solicita retiro de volumen.

IF: Inventario Final. En las estaciones se calcula por estación. En los balances volumétricos de las líneas corresponde a la distribución según el porcentaje de participación de propiedad del Sistema.



ANEXO C.

MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS

	REGISTRO DE MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS EN SINOPER		
	GESTION DE INFORMACION VOLUMETRICA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE		
	VIT-GOC-I-054	Elaborado 18/11/2010	Versión 6

1. OBJETIVO

Asegurar la confiabilidad y trazabilidad de la información registrada en SINOPER.

2. GLOSARIO

MOE: Movimiento Operacional Estimado

Refinado No definido/ Crudo No Definido: Producto que por sus características de calidad no puede clasificarse como uno de los productos específicos comercializados.

3. CONDICIONES GENERALES

3.1 Generalidades

- 3.1.a La variación en los inventarios de los tanques de los centros debe tener como justificación uno o más movimientos. En los casos que estos movimientos no sean medidos por turbinas o medición certificada, se requiere registrarlos como movimientos operacionales estimados (MOE).
- 3.1.b Debido a que los MOE no corresponden a mediciones directas, debe registrarse únicamente el volumen neto resultante de los métodos de estimación utilizados.
- 3.1.c Se debe tener en cuenta que todo sistema de transporte está constituido por una o varias líneas de transporte. Los movimientos operacionales estimados se deben registrar sobre centros y líneas de transporte.
- 3.1.d Los movimientos operacionales estimados son movimientos internos de la Vicepresidencia de Transporte, por tanto no deben registrarse MOE que afecten recursos de otros negocios (como producción, refinación o comercio internacional) o que representen producto entregado o recibido de clientes externos.

3.2 Herramientas informáticas

- 3.2.a Se debe tener en cuenta la disponibilidad de SINOPER.


3.3 Responsabilidad del registro de movimientos operacionales estimados

- 3.3.a El operador de la planta en la cual se realiza el movimiento que origina el MOE debe registrarlo en SINOPER.
- 3.3.b Cada planta debe registrar los MOE relacionados con operaciones del tanque de relevo diariamente, con las siguientes excepciones:
 - Los MOE de la Planta Dagua son registrados por el personal de la Planta Buenaventura.
 - Los MOE de la Planta Neiva son registrados por el personal de la Planta Gualanday.

3.4 Criterio de identificación de productos

- 3.4.a Todo producto que se reciba en un tanque relevo o separador GLP según corresponda, debe considerarse como Refinado no Definido (RFND) o como Crudo no Definido (CRND), hasta tanto no se segregue en productos puros entregándolo a los distribuidores mayoristas o inyectándolo a una línea.



	REGISTRO DE MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS EN SINOPER		
	GESTION DE INFORMACION VOLUMETRICA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE		
	VIT-GOC-I-054	Elaborado 18/11/2010	Versión 6

3.4.b Ningún producto que se encuentre en un sistema de transporte o en un tanque diferente al tanque de relevo o separador GLP debe considerarse como Refinado no Definido (RFND) o como Crudo no Definido (CRND)

3.5 Criterios Generales de Movimientos Operacionales Estimados.

3.5.a El producto que se encuentra después del medidor de recibo y antes de los medidores de despachos o entregas, pertenece al centro; en consecuencia, el producto que se encuentra después de los medidores de despacho de la estación inicial y antes del medidor de recibo de la estación final, debe pertenecer a la línea.

3.5.b Todo descuelgue de línea que ocurra en las proximidades del fin de mes y que al corte de mes aun no haya sido empaquetado, debe generar un MOE. Así mismo, el empaquetamiento que sucede como consecuencia del descuelgue descrito atrás, debe generar un MOE.

3.6 Tipos de Movimientos Operacionales Estimados.

3.6.a Autoconsumos por Acuerdo: Se debe utilizar este MOE cuando se ha recibido producto para autoconsumo proveniente de los tanques de un distribuidor mayorista.

3.6.b Conversión de producto: Se debe utilizar este MOE cuando se produce un cambio de producto entre los tanques de la misma planta. Incluye los siguientes casos:

- Segregación de productos en Refinados ND o CRND y viceversa.
- Cuando se realizan inyecciones de sumideros y tanques de relevo a la línea o al distribuidor mayorista y que son contabilizados por la turbina en el despacho o la entrega.
- El trasiego entre tanques que almacenan diferente producto y que no ha sido medido oficialmente.

3.6.c Descuelgue de Línea: Se debe utilizar para registrar los descuelgues de línea sucedidos en la operación. Es recomendable registrar únicamente en los casos mencionados en el numeral 3.5.b, teniendo en cuenta:

- Cuando exista un tickete registrado en el destino que incluya el volumen descolgado, se debe utilizar el MOE "Descuelgue de Línea con recibo".
- Cuando no exista un tickete registrado en el destino que incluya el volumen descolgado, se debe utilizar el MOE "Descuelgue de Línea sin recibo".
- En los sistemas de transporte donde se encuentra implementada supervisión remota, el volumen descolgado debe ser suministrado por el profesional tecnólogo del CCO o el jefe de turno del CCO.

3.6.d Despacho de carrotanques: Se debe utilizar únicamente en los casos en los cuales el despacho sucedió sin una medición certificada y teniendo en cuenta el numeral 3.1.d.

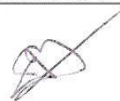
3.6.e Desplazamiento de cuñas: Se debe utilizar en el caso de desplazamiento de productos que se encuentran en líneas internas de la planta y líneas submarinas en los casos que estas no se encuentren creadas como recursos independientes.


3.6.f Devolución de ilícito: Se debe utilizar en el caso de productos que por orden de fiscalía son retirados de tanques de ECOPETROL o de tanques de consignatarios para devolución de producto recibido como ilícito.

3.6.g Disparo de Seguridad: Se debe utilizar para registrar los ingresos de producto en las plantas por efecto de sobrepresiones y disparos de la válvula de seguridad teniendo en cuenta lo indicado en los numerales 3.4.a y 3.4.b.

3.6.h Drenaje por mantenimiento de línea: Se debe utilizar en los casos que se reciba producto en planta procedente de actividades de mantenimiento de líneas.


2/6



	REGISTRO DE MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS EN SINOPER		
	GESTION DE INFORMACION VOLUMETRICA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE		
	VIT-GOC-I-054	Elaborado 18/11/2010	Versión 6

- 3.6.i Drenaje de sistemas: Se debe utilizar para registrar operaciones de drenaje de producto proveniente de líneas internas, filtros, sumideros, separadores, etc, teniendo en cuenta lo indicado en el numeral 3.5.a.
- 3.6.j Drenaje de tanques: Se debe utilizar para reportar los drenajes de agua que se realizan en la operación de las plantas. Este MOE no afecta balance pues se debe registrar con producto agua, a excepción de casos especiales como los drenajes para quemas en Teas.
- 3.6.k Empaquetamiento de Línea: Se debe utilizar para registrar los empaquetamientos de línea sucedidos en la operación. Es recomendable registrar únicamente en los casos mencionados en el numeral 3.5.b, teniendo en cuenta:
- Cuando exista un ticket registrado en el origen que incluya el volumen empaquetado, se debe utilizar el MOE "Empaque de Línea con despacho".
 - Cuando no exista un ticket registrado en el origen que incluya el volumen empaquetado, se debe utilizar el MOE "Empaque de Línea sin despacho".
 - En los sistemas de transporte donde se encuentra implementada supervisión remota, el volumen empaquetado debe ser suministrado por el profesional tecnólogo del CCO o el jefe de turno del CCO.
- 3.6.l Empaquetamiento de línea interna: Se debe utilizar en los casos en los cuales se realiza el llenado de una línea interna de la planta que inicialmente se encontraba vacía.
- 3.6.m Entradas por expansión: Se debe utilizar únicamente en los casos en los cuales se presente aumento de volumen de producto en los tanques por efecto de aumento de temperatura.
- 3.6.n Inyección de relevos: Se debe utilizar para registrar las inyecciones del tanque de relevo teniendo en cuenta lo indicado en los numerales 3.4.a y 3.4.b.
- 3.6.o Movimiento de triángulo: Se debe utilizar para registrar exclusivamente la operación de movimiento de triángulo que sucede en las líneas submarinas del terminal marítimo de Coveñas.
- 3.6.p Rebombeo por acuerdo: Se debe utilizar cuando se bombea producto proveniente del tanque de un distribuidor mayorista hacia ductos o tanques de Ecopetrol, exceptuando los casos en los cuales el tanque se encuentra arrendado para ECOPETROL.
- 3.6.q Recibo de carrotanques: Se debe utilizar únicamente en los casos en los cuales el recibo sucedió sin una medición certificada y teniendo en cuenta el numeral 3.1.d.
- 3.6.r Recibo de ilícitos: Se debe utilizar para registrar el producto resultado de acciones ilícitas, incautado y/o recuperado y recibido en la planta. Se debe tener en cuenta:
- En los casos en los cuales se puede determinar la línea de la cual procede el producto recuperado, se debe utilizar el MOE "Recibo de Ilícitos con origen".
 - En los casos en los cuales no se puede determinar la línea de la cual procede el producto recuperado, se debe utilizar el MOE "Recibo de Ilícitos sin origen".
 - El volumen definido como recibido por ilícito, se considera recuperado y como tal afecta el indicador de pérdidas de ECOPETROL.
- 3.6.s Remarca de combustible: Se debe utilizar en los casos en los cuales se realiza un cambio de producto entre tanques del distribuidor mayorista.
- 3.6.t Trasiego sin medición: Se debe utilizar en los casos en los cuales se realiza un trasiego entre tanques de la misma estación y que almacenan el mismo producto y cuyo volumen no fue determinado a través de medición dinámica o certificado de Inspector.



	REGISTRO DE MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS EN SINOPER		
	GESTION DE INFORMACION VOLUMETRICA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE		
	VIT-GOC-I-054	Elaborado 18/11/2010	Versión 6

3.6.u En casos en los cuales se presenten operaciones que no se encuentren indicadas en los numerales anteriores, se debe consultar al administrador funcional de SINOPER para definir conjuntamente el registro más adecuado de la operación realizada.

3.7 Trazabilidad de los registros por Movimientos Operacionales Estimados.


- 3.7.a Los MOE registrados en SINOPER deben ser trazables, por lo cual debe archivar el soporte que muestra la ocurrencia del movimiento que generó el MOE y el método por el cual se estimó el volumen registrado. La conservación de estos archivos debe seguir lo indicado en la Tablas de Retención Documental de ECOPETROL. Es recomendable que el soporte corresponda a uno o varios de los indicados en la Tabla 1.
- 3.7.b Se debe realizar seguimiento diario de los movimientos que generan MOE, relacionando el volumen estimado de cada movimiento de acuerdo al comportamiento y cálculos de la planta donde estos suceden.
- 3.7.c Los MOE deben ser registrados en SINOPER únicamente el día que se obtenga la medida base (ver tabla 1), discriminando el volumen obtenido en los diferentes movimientos que originan el cambio en el inventario de los tanques.

Tabla 1. Tabla de trazabilidad de movimientos operacionales estimados

Tipo MOE	Soporte Físico	Medida base
Autoconsumos por Acuerdo	<ul style="list-style-type: none"> • Formato de Nota DC autorizado de acuerdo al VIT-GOC-I-052 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición que generó el cambio en el volumen entregado.
Conversión de producto	<ul style="list-style-type: none"> • Tiquetes • Registros de medición • Informes de inspector 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques • Volumen de tiquetes
Descuelgue de línea	<ul style="list-style-type: none"> • Hoja de balances del CCO • Tiquetes • Registros de medición • Informes de inspector 	<ul style="list-style-type: none"> • Graficas de comportamiento del sistema (CCO) • Medición de tanques • Volumen de tiquetes
Despacho de Carrotanques	<ul style="list-style-type: none"> • Guía de despacho • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Desplazamiento de cuñas	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional • Informes de inspector 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Devolución de Ilícito	<ul style="list-style-type: none"> • Orden de Fiscalía 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Disparo de seguridad	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Drenaje por Mantenimiento de línea	<ul style="list-style-type: none"> • Remesa de combustible • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Drenaje de sistemas	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Drenaje de tanques	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Empaquetamiento de línea	<ul style="list-style-type: none"> • Hoja de balances del CCO • Tiquetes • Registros de medición • Informes de inspector 	<ul style="list-style-type: none"> • Graficas de comportamiento del sistema (CCO) • Medición de tanques • Volumen de tiquetes
Empaquetamiento de línea interna	<ul style="list-style-type: none"> • Registros de medición • Informes de inspector 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques • Volumen de tiquetes
Entradas por expansión	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Inyección de relevos	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Movimiento de triángulo	<ul style="list-style-type: none"> • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Rebombeo por Acuerdo	<ul style="list-style-type: none"> • Formato de Nota DC autorizado de acuerdo al VIT-GOC-I-052 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición que generó el cambio en el volumen entregado.


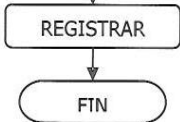
4/6



	REGISTRO DE MOVIMIENTOS OPERACIONALES ESTIMADOS EN SINOPER		
	GESTION DE INFORMACION VOLUMETRICA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE		
	VIT-GOC-I-054	Elaborado 18/11/2010	Versión 6

Tipo MOE	Soporte Físico	Medida base
Recibo de Carro tanques	<ul style="list-style-type: none"> • Guía de recibo • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques
Remarca de Combustibles	<ul style="list-style-type: none"> • Formato de Nota DC autorizado de acuerdo al VIT-GOC-I-052 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición que generó el cambio en el volumen entregado.
Trasiego sin Medición	<ul style="list-style-type: none"> • Registros de Medición • Hojas de seguimiento operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de tanques

4. DESARROLLO

	Actividad	Responsable	Descripción
1.		Coordinador de planta	Se registra el volumen obtenido de la medida base, discriminado en las diferentes causas de MOE de acuerdo al seguimiento operacional.
2.		Coordinador de planta	El usuario verifica los datos registrados en SINOPER con respecto a los soportes físicos (medida base y discriminación en planta).

5. CONTINGENCIAS

5.1 Problemas de registro en SINOPER

- 5.1.a En caso que se presenten problemas para el registro de los MOE en SINOPER, el coordinador de planta debe informar al administrador funcional de SINOPER para la revisión del incidente.

ANEXO D.

CÁLCULO CONTRACCIÓN VOLUMÉTRICA

Cálculo de volúmenes por contracción (shrinkage) en mezclas de hidrocarburos livianos con crudos o entre hidrocarburos livianos y pesados.

Mezclar 40 000 barriles de un petróleo crudo de 13° API con 10 000 barriles de un diluyente de 60° API.

Paso No. 1.

Encontrar el porcentaje de componente liviano (% L) en la mezcla.

$$\begin{array}{r} 10\ 000\ \text{barriles} \\ \% L = \frac{\text{-----}}{50\ 000\ \text{barriles}} * 100 \qquad \qquad \qquad \% L = 20\ \% \end{array}$$

Paso No. 2.

Encontrar la diferencia de gravedad API.

$$G = 60^\circ \text{ API} - 13^\circ \text{ API} \qquad \qquad \qquad G = 47^\circ \text{ API}$$

Paso No. 3.

Determinar el factor de contracción o encogimiento, según la Tabla 3, Factores porcentuales de encogimiento volumétrico para mezclas de dos hidrocarburos con diferencias en sus densidades entre 10° API y 100° API y para concentraciones entre el 1% y el 99% de componente liviano en la mezcla total, contenida en la Sección 3 del capítulo 12 del API MPMS.

$$C = 0,2284\ \%$$

Paso No. 4.

Determinar el volumen de contracción volumétrica.

$$V_c = 50\,000 \text{ barriles} \cdot \frac{0,2284}{100} = 114,2 \text{ barriles}$$

Paso No. 5.

Determinar el volumen de la mezcla final.

$$V_m = 50\,000 \text{ barriles} - 114,2 \text{ barriles} = 49\,885,8 \text{ barriles}$$

Conclusión:

Al mezclar 40 000 barriles de un petróleo crudo de 13° API con 10 000 barriles de un diluyente de 60° API, en teoría se tendría un volumen de mezcla de 50 000 barriles, pero por efectos del encogimiento que se produce al mezclar dos hidrocarburos de diferente densidad, se obtendrá un volumen de 49 885,8 barriles. La diferencia de 114,2 barriles representa una PÉRDIDA APARENTE que representa el 0,23%.