PROPUESTA DE ESTANDARIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE LOS OLEODUCTOS DE GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA

JUAN MANUEL ZÁRATE SUÁREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014

PROPUESTA DE ESTANDARIZACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE LOS OLEODUCTOS DE GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA

JUAN MANUEL ZÁRATE SUÁREZ

Trabajo de Monografía, para optar por el Título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director de Monografía
Julio Cesar Pérez Angulo
Especialista en Ingeniería del Gas, Ingeniería Ambiental y Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014

Dedicatoria

A mis padres, hermanos y familiares por su apoyo incondicional a lo largo de la especialización.

Agradecimiento

A la empresa Gran Tierra Energy Colombia, por el apoyo económico y de recursos invertidos en el desarrollo de este trabajo.

A mis profesores, compañeros, amigos y personas allegadas que colaboraron en mi formación profesional durante el tiempo de permanencia en la especialización.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN ... 13
1 PRELIMINARES ... 14
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA ... 14
1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO ... 14
1.2.1. Objetivo General ... 14
1.2.2. Objetivos Específicos ... 15
2 MARCO TEÓRICO Y CONTEXTUAL ... 16
2.1 REVISIÓN DE ANTECEDENTES ... 16
2.1.1 Antecedentes de la actividad de transporte de crudo por oleoducto en Colombia ... 16
2.1.2 Antecedentes para Gran Tierra Energy Colombia ... 18
2.1.2.1 Sistema Uchupayaco Santana ... 19
2.1.2.2 Sistema Costayaco Uchupayaco ... 20
2.1.2.3 Sistema Mary Uchupayaco ... 21
2.2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA ... 22
2.3 FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL ... 26
3 MÉTODO Y CRONOGRAMA ... 31
3.1 FASES A CONSIDERAR PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS EN GTEC ... 31
3.2 CRONOGRAMA DE TRABAJO ... 32
4 RESOLUCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS ... 34
4.1 GUÍA PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ... 36
4.1.1 Fijación de tarifa ... 36
4.1.2 Elaboración del Boletín de Transporte por Oleoducto ... 36
4.1.3 Convocatoria ... 36
4.1.4 Acuerdo entre las partes negociadoras ... 37
4.1.5 Mediación del Ministerio en caso de desacuerdo ... 38
4.1.6 Determinación de la tarifa por parte de la Dirección de Hidrocarburos ... 38
4.2 METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO ... 41
4.2.1 Revisión de las condiciones del transportador ... 41
4.2.2 Revisión de las condiciones del remitente ... 43
4.2.3 Manual del Transportador ... 45

4.2.4 Revisión de las condiciones del remitente 46
5 BOLETÍN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO – BTO 50
5.1 INFORMACIÓN DE ACCESO PÚBLICO 50
5.2 INFORMACIÓN DE ACCESO PRIVADO 57
6 MODELO EN EXCEL PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO 69
6.1. COSTO DE CAPITAL (WACC) 70
6.2. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR INVERSIÓN (Y) 70
6.3. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR GASTOS FIJOS DE AOM (C) 73
6.4. COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN POR BARRIL DE CRUDO (CV) 73
6.5. APORTE AL FONDO DE ABANDONO (aFA) 74
6.6. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE O DESCONTABLE POR AJUSTE (A) 75
6.7. TARIFA DEL TRAYECTO (T) 75
7 CONCLUSIONES 77
8 RECOMENDACIONES 79
BIBLIOGRAFÍA 80

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Diagrama de los Oleoductos de Gran Tierra Energy 19

Figura 2. Cronograma Estandarización Tarifas Oleoductos Gran Tierra Energy ...33

Figura 3. Diagrama de Flujo Calculo Tarifas Oleoductos MME 40

Figura 4. Diagrama de Flujo Metodología Condiciones de Transporte 49

Figura 5. Flujograma proceso solicitud de conexión para transporte de crudo a oleoductos 54

LISTA DE ILUSTRACIONES

pág.

Ilustración 1. Página Web GTEC boletín de transporte por oleoductos 51

Ilustración 2. Página Web Modificaciones y comentarios al Manual del Transportador 58

Ilustración 3. Numeral 2 y 3 Boletín de transporte por oleoducto (Acceso privado) 59

Ilustración 4. Numeral 6, 7 y 8 Boletín de transporte por oleoducto (Acceso privado).....61

Ilustración 5. Condiciones Monetarias GTEC (Oleoducto Costayaco – Uchupayaco).....62

Ilustración 6. Condiciones Monetarias GTEC Oleoducto Mary – Uchupayaco 64

Ilustración 7. Condiciones Monetarias GTEC (Oleoducto Uchupayaco - Santana)66

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Tarifas vigentes de transporte por oleoducto 52
Tabla 2. Capacidad de los oleoductos 52
Tabla 3. Capacidad disponible barriles por día 53
Tabla 4. Requerimientos mínimos de Calidad del crudo 57
Tabla 5. Capacidad efectiva Confirmada de los oleoductos 59
Tabla 6. Programa de Transporte 60
Tabla 7. Tarifas vigentes de transporte por oleoducto 61
Tabla 8. Penalización por Contenido de BSW 63
Tabla 9. Penalización por Contenido de SAL 63
Tabla 10. Penalización por Contenido de BSW 65
Tabla 11. Penalización por Contenido de SAL 65
Tabla 12. Penalización por Contenido de BSW 67
Tabla 13. Penalización por Contenido de SAL 67
Tabla 14. Wacc para los dos primeros periodos tarifarios 70
Tabla 15. Inversiones netas a 30 de junio 2011 71
Tabla 16. Inversiones futuras 2011 - 2018 72
Tabla 17. Ingreso anual reconocible por inversión 72
Tabla 18. Ingreso anual reconocible por gastos fijos de AOM 73
Tabla 19. Volumen total equivalente de crudo a transportar 74
Tabla 20. Costo variable de operación por barril de crudo 74
Tabla 21. Costo fondo de abandono 75
Tabla 22. Tarifa del trayecto 76

LISTA DE ANEXOS

Anexo Modelo de cálculo - tarifas de los oleoductos GTEC (Adjunto en el CD)

INTRODUCCIÓN

Dado que Gran Tierra Energy Colombia no cuenta con tarifas aprobadas para el transporte de crudo por oleoducto alineadas con los requerimientos legales exigidos por los entes oficiales, se hace indispensable diseñar una metodología para cumplir con las normas vigentes y además establecer un modelo que permita aplicar y replicar los cálculos futuros, si la empresa decide construir más oleoductos en el largo plazo.

En este sentido la estandarización cumple un rol fundamental ya que permite asegurar que los cálculos se encuentren no solo dentro del marco legal, sino que además se lleven a cabo de una manera eficiente, al ahorrar tiempo y recurso.

La ventaja importante asociada al desarrollo de la metodología (procedimiento) y al modelo de cálculo, es que estos dos elementos pueden ser revisados por la mayoría de los empleados al interior de la organización, ya que para la comprensión e interpretación de los mismos, no se requiere contar con la totalidad del conocimiento financiero; debido a la secuencia estructurada de las actividades y al orden especifico de los cálculos. De esta manera es posible la consulta colectiva por varias dependencias, entre ellas Producción, Finanzas, Comercial, Jurídica, etc; garantizando que la información sea una sola y que también permita la construcción de escenarios para los diferentes cálculos a los que haya lugar.

Teniendo en cuenta lo anterior con el desarrollo de esta monografía se pretende entregar la metodología y un modelo numérico estandarizado bajo las resoluciones 124 386 de Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía para el cálculo de las tarifas de los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia que incluya los siguientes tres elementos: Procedimiento metodológico para dar cumplimiento a las condiciones del transporte de crudo por oleoductos, Modelo en Excel estandarizado para calcular las tarifas de los oleoductos de la Compañía y Boletín de publicación web con la divulgación de la información tarifaria que aplique a las partes interesadas: agentes, socios y entes gubernamentales.

1 PRELIMINARES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente Gran Tierra Energy Colombia cuenta con tarifas subjetivas calculadas con diferentes métodos que no son consecuentes con la realidad y muchas veces utilizan un raciocinio diferente.

Dado lo anterior, es posible que a futuro se puedan evidenciar los siguientes problemas:

- Problemas comerciales con los socios al no concretar y firmar los Contratos de Transporte entre las partes.

- Se puede incurrir en reclamaciones, desacuerdos y conflictos de intereses entre las compañías involucradas, al incurrir en cobros mal sustentados.

- Problemas jurídicos con los socios y con los entes gubernamentales que regulan el transporte por oleoductos.

- Problemas de sanciones con las entidades que exigen el cumplimiento de las legislaciones correspondientes y los marcos legales impuestos.

En este sentido, se hace indispensable dar solución oportuna para evitar este tipo de inconvenientes en el mediano y largo plazo.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

A continuación se describe el objetivo general y los objetivos específicos con base en los lineamientos de las resolución 124 386 de Julio 15 de 2010 y la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010.

1.2.1. Objetivo General

Elaborar una metodología y un modelo estandarizado para calcular las tarifas del transporte de crudo por los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia, de acuerdo a la resolución 124 386 de Julio 15 de 2010 y la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Describir los conceptos, aspectos técnicos y económicos de las resoluciones 124 386 de Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010 para adoptarlos al interior de la organización.

- Elaborar la guía que debe seguir Gran Tierra Energy Colombia para dar cumplimiento a la resolución 124 386 de Julio 15 de 2010 y determinar las tarifas para el transporte de crudo por oleoducto.

- Establecer una metodología para dar cumplimiento a las condiciones del transporte de crudo por oleoductos de acuerdo a la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010.

- Elaborar el Boletín de Transporte por Oleoducto para GranTierra Energy Ltd conforme a la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010.

- Elaborar el modelo en Excel estandarizado para calcular las tarifas del transporte de crudo por los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia conforme a la resolución 124 386 de Julio 15 de 2010.

2 MARCO TEÓRICO Y CONTEXTUAL

Para lograr entender el contexto y la temática expuesta en esta monografía, es importante definir un marco teórico completo que permita observar la actividad de transporte de crudo por oleoducto en Colombia, la situación de la infraestructura de los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia, conocer y entender las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía que dan los lineamientos para aprobar las tarifas del transporte de crudo por oleoducto y comprender la metodología del Valor Presente Neto como instrumento fundamental para el cálculo de dichas tarifas.

Teniendo en cuenta lo anterior, el contexto teórico se fundamenta en las siguientes tres subcategorías: Revisión de Antecedentes, Fundamentación Teórica de las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y Fundamentación Conceptual con la metodología del VPN; las cuales se describen a continuación.

2.1 REVISIÓN DE ANTECEDENTES

Para describir los antecedentes, es importante revisar inicialmente el contexto nacional para de esta forma tener una visión global del tema y luego revisar el contexto puntual para Gran Tierra Energy Colombia.

2.1.1 Antecedentes de la actividad de transporte de crudo por oleoducto en Colombia

De acuerdo al Estudio de Transporte por Oleoducto adelantado por La Superintendencia de Industria y Comercio (2012, 5), el transporte de crudo por oleoducto en Colombia:

“La actividad de transporte comprende aquella actividad que sucede a la explotación de un yacimiento para trasladar el crudo hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación, los cuales proporcionan un valor agregado al crudo. En Colombia la actividad de transporte de crudo por excelencia se efectúa por medio de los oleoductos.

- **Importancia de los oleoductos**

De acuerdo con el documento la promoción de la competencia en el acceso a oleoductos (SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, 2009) Los oleoductos incluyen 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[1]. El transporte por ductos, constituido por varios oleoductos conectados entre sí, forma un sistema o red cuyo servicio de transporte se utiliza para llevar el crudo tanto a los centros de refinación[2] y a los puntos de embarque para ser exportado".

La necesidad de tener oleoductos se debe básicamente a optimizar el trayecto para el transporte de crudo, entre los yacimientos, descargaderos y las refinerías ó centros de tratamiento; ya que el transporte por carrotanque como medio sustituto es más costoso y tiene más riesgos asociados.

En concordancia con dicho estudio (SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, 2009) La capacidad de los oleoductos, está condicionada al volumen de producción de los yacimientos y a la cantidad de reservas asociadas a estos. El desarrollo de la infraestructura utilizada para el transporte de crudo responde a los hallazgos de reservas de crudo en el país y a los requerimientos de las refinerías. Estas redes de ducto se caracterizan por ser el medio de transporte más económico dadas las grandes distancias que debe recorrer el crudo para llegar a su destino, aun cuando su desarrollo "…involucra costos hundidos e inversiones específicas que no tiene usos alternativos. Este transporte de crudo también exhibe economías de escala y de alcance." (Tavara-Vasquez, 2007).

Adicionalmente, el estudio ilustra los sistemas de oleoductos con los que cuenta nuestro país: "La red nacional de oleoductos está diseñada, fundamentalmente, para llevar el crudo hacia los puertos de exportación de Coveñas, en el mar Caribe y las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena; existe, también, el oleoducto Puerto Colón-Orito-Tumaco, de propiedad de ECOPETROL, para transportar el petróleo de Ecuador para su exportación por el puerto de Tumaco sobre el Pacífico, de acuerdo con el convenio existente entre Colombia y Ecuador[3].

Esta red de oleoductos está conformada por dos tipos de oleoductos, unos considerados como secundarios, entendidos estos como aquellos que inician su trayecto en los centros de explotación, y que posteriormente se conectan con oleoductos denominados para efectos de este estudio primarios, cuya capacidad para transportar el crudo es mayor y son los que conducen este a los centros de refinación y exportación.

Esta red de oleoductos surge como infraestructura necesaria para la extracción del crudo por parte de las empresas que lo explotan. Solo existe en Colombia un oleoducto cuyo origen radicó en la iniciativa empresarial de constituir un

[1] Oleoducto, Sistema de Transporte o Sistema. Resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, artículo 2, numeral 3.
[2] En Colombia hay dos refinerías: una en Barrancabermeja y la otra en la ciudad de Cartagena.
[3] Marcos regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. Estudio de caso: Colombia.

transportador puro, cuyo objeto se centró únicamente en el transporte de crudo y no realiza actividad diferente dentro de la industria de hidrocarburos, este es el oleoducto Central (Ocensa); sin embargo, hoy en día la empresa ECOPETROL ha declarado situación de control sobre éste".

2.1.2 Antecedentes para Gran Tierra Energy Colombia

Para conocer el tipo de organización que es Gran Tierra Energy en su página web tenemos la siguiente contextualización:[4] "Gran Tierra Energy es una de las empresas petroleras independientes de mayor éxito que ha entrado en Colombia en los últimos años. La producción neta ha pasado de aproximadamente 700 barriles de petróleo por día en 2006 a aproximadamente 15.000 barriles de petróleo (NAR) por día en 2010. Este crecimiento ha sido impulsado por la exploración y el éxito posterior desarrollo, incluyendo el descubrimiento del campo Costayaco, uno de los mayores descubrimientos de petróleo en Colombia en la última década. Hoy, Gran Tierra Energy tiene una participación en 19 bloques en Colombia, incluyendo 3 bloques adjudicados en la Ronda del 2010 en Cartagena, que se encuentran pendientes de aprobación por la ANH. Gran Tierra Energy es ahora el mayor productor, el titular de la reserva más grande y el más grande dueño de exploración en la cuenca del Putumayo en el sur de Colombia".

Dado que la producción en el Putumayo históricamente ha estado por encima de los 15000 barriles y para el 2013 se esperan cifras de los 23000 barriles, la compañía cuenta en este momento con tres oleoductos que se encargan de transportar toda la producción diaria de esta zona. El primero de ellos es el oleoducto Uchupayaco-Santana "OUS", el cual se construyó en el año de 1985 y se legalizo ante el Ministerio de Minas y Energia como tal, el segundo en construirse para 1987 fue el oleoducto Mary-Uchupayaco "OMU", el cual es de tres segmentos siendo anteriormente considerados líneas de transferencia; el último es el oleoducto Costayaco-Uchupayaco "OCU" construido en el 2010 por donde pasa la producción del campo Costayaco cercana al 80% del total de la producción diaria de la zona.

Para entender la infraestructura de los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia en la figura 1 se muestra el diagrama de los mismos; en él que se puede observar un sistema en forma de "Y" donde el tubo Uchupayaco-Santana recibe todo el crudo transportado por los otros dos oleoductos OCU y OMU; y se encarga de despachar toda la producción hacia el cargadero de Orito. Adicionalmente se debe tener en consideración, que el OUS es el oleoducto de mayor capacidad y ante un posible sobrepaso de la misma (27600 Bls / dia), los oleoductos OCU y OMU tienen que restringir los volúmenes transportados.

[4] GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA [en línea] En Operations Colombia, 2013 [fecha de consulta: 8 de junio de 2013].

Figura 1. Diagrama de los Oleoductos de Gran Tierra Energy

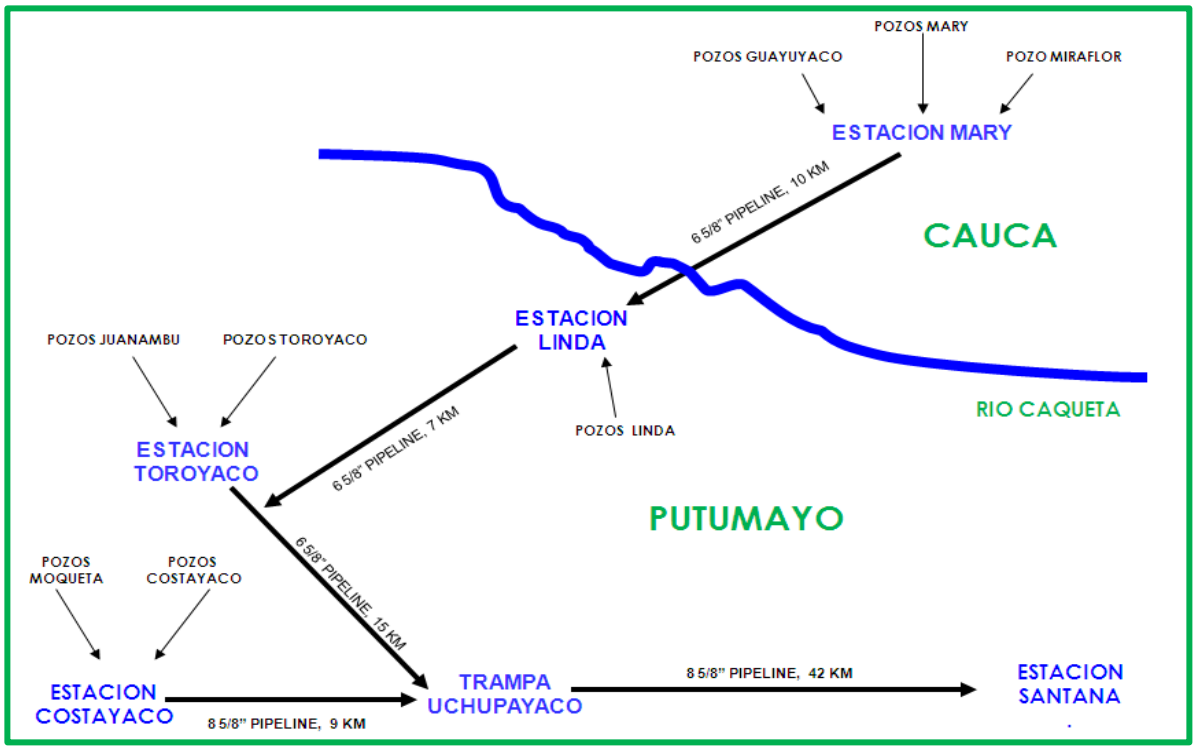


Imagen suministrada por el Departamento de Producción de GranTierra Energy.

Para entender a mayor detalle las características de los oleoductos, se muestra a continuación la descripción detallada de cada uno de ellos (suministrada por el Departamento de Producción de GTEC y apoyado en el Manual del Transportador vigente para el sistema de oleoductos).

2.1.2.1 Sistema Uchupayaco Santana

El Oleoducto está construido en tubería 8 5/8", D.N. API 5L X42, Sch. 40, en una longitud de 41.960 metros aproximadamente y con capacidad para transportar 27.600 BPD. Transporta actualmente crudo producido por los campos Toroyaco, Juanambú, Guayuyaco, Mary, Miraflor y Linda.

La operación SANTANA comprende los campos de producción Mary, Linda, Toroyaco, Miraflor y la Estación Santana, que corresponden al Contrato de Participación en Riesgo SANTANA; y los campos Guayuyaco y Juanambú que corresponde al Contrato de Asociación GUAYUYACO, los cuales se localizan hacia el piedemonte de la cordillera Oriental, en los departamentos de Putumayo y Cauca.

El Nodo de entrada del OUS corresponde a la válvula de interconexión en la Estación Uchupayaco, de la línea del Oleoducto Costayaco – Uchupayaco, con el segmento Toroyaco – Uchupayaco, del oleoducto Mary - Uchupayaco.

El Nodo de salida del OUS se localiza en un punto inmediatamente aguas abajo de la operación de fiscalización, así:

i) Para los crudos provenientes de la Estación Costayaco, que por razones hidráulicas se bombean en forma segregada de los crudos provenientes de la Estación Toroyaco, el **nodo de salida** corresponde a la válvula aguas abajo del banco de medidores de transferencia de custodia.

ii) Para los crudos provenientes de la Estación Toroyaco, el **nodo de salida** corresponde a la válvula de salida de los tanques de almacenamiento y fiscalización de la Estación Santana.

Los campos Linda y Toroyaco se encuentran localizados en el departamento del Putumayo, en los municipios de Puerto Guzmán y Mocoa, respectivamente. El campo Toroyaco se encuentra aproximadamente a 35 Km de Mocoa, y por vía terrestre se llega utilizando la vía hacia Puerto Guzmán, desviándose hacia el oriente antes de llegar al cruce hacia el muelle.

El campo Mary – Miraflor se encuentra ubicado en el municipio de Piamonte en el departamento del Cauca. El acceso a este campo se puede realizar desde el departamento del Putumayo, cruzando el río Caquetá por medio de bote a motor o desde del departamento Caquetá utilizando la vía que conduce desde Florencia hacia Piamonte en el departamento del Cauca, el campo posee un carreteable de aproximadamente 17 Km, desde el río Caquetá en dirección Norte y con un alineamiento hasta el pozo Miraflor. Tal vía facilita el acceso a los pozos y a la batería Mary.

La estación Santana se encuentra localizada en el municipio de Puerto Asís, en el corregimiento Santana, en la salida hacia Orito.

2.1.2.2 Sistema Costayaco Uchupayaco

El campo Costayaco, se encuentra, ubicado en el departamento del Putumayo, municipio de Villagarzón y pertenece al contrato E&P “CHAZA”.

El Oleoducto está construido en tubería de 8 5/8”, D.N., API 5L X42, sch 40, en una longitud de 8.930 metros aproximadamente con capacidad para 27.600 Bpd,

para trasferir el crudo producido por el campo Costayaco (E&P CHAZA) a la Estación Santana, inercalándolo al Oleoducto Uchupayaco – Santana.
El nodo de entrada del OCU lo constituye la válvula de entrada a tanques de almacenamiento y fiscalización para entregas al Oleoducto Costayaco – Uchupayaco.

El nodo de salida del OCU lo constituye la válvula que interconecta en la Estación Uchupayaco, a la línea del oleoducto Costayaco – Uchupayaco, y al segmento Toroyaco – Uchupayaco, del oleoducto Mary – Uchupayaco, con el punto de inicio del Oleoducto Uchupayaco – Santana.

2.1.2.3 Sistema Mary Uchupayaco

El oleoducto Mary-Uchupayaco “OMU”, se compone de tres segmentos anteriormente considerados líneas de transferencia, los cuales son: Mary-Linda, Linda-Toroyaco y Toroyaco-Uchupayaco, tal como se observan en diagrama general de los oleoductos.

A continuación se describe cada uno de los campos que compone:

Campo Toroyaco: El área de producción de Toroyaco se localiza en la parte alta de las colinas que dividen la cuenca de los ríos Caquetá y Putumayo en jurisdicción del municipio de Mocoa, en el departamento del Putumayo.

El campo consta de un sistema de producción de cuatro pozos, tratamiento y almacenamiento de crudo en la batería Toroyaco, un sistema de apoyo al transporte de crudo a través del Oleoducto Toroyaco – Uchupayaco – Santana y una micro-refinería.

El nodo de salida del tramo del Oleoducto desde Toroyaco a Uchupayaco lo constituye la válvula que interconecta en la Trampa Toroyaco, a la línea del tramo del oleoducto Linda – Toroyaco, y al segmento Toroyaco – Uchupayaco.

El nodo de salida del tramo del Oleoducto desde Toroyaco a Uchupayaco lo constituye la válvula que interconecta en la Trampa Uchupayaco, a la línea del oleoducto Costayaco – Uchupayaco, y al segmento Toroyaco – Uchupayaco, del oleoducto Mary – Uchupayaco, con el punto de inicio del Oleoducto Uchupayaco – Santana.

2.2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

De acuerdo a las resoluciones 124 386 de Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010 expedidas por el Ministerio de Minas y Energia y al Estudio de Transporte por Oleoducto adelantado por La Superintendencia de Industria y Comercio (2012, 13), la fundamentación teórica para el cálculo y aprobación de las tarifas de transporte por oleoducto se muestra a continuación:

"***Las condiciones de acceso a los oleoductos:*** El marco regulatorio que rige a los servicios de transporte de crudo se encuentra incorporado en el Código de Petróleos de 1953, reformado en 1963.[5] Este código declara de utilidad la industria del petróleo y confiere a su transporte rango de servicio público. Además, establece los requisitos, procedimientos y obligaciones que se deben cumplir respecto al transporte de crudos por oleoductos[6], dictando entre otras una libertad de acceso y construcción de oleoductos. Igualmente indica cuales son de uso privado, y el derecho de preferencia del Estado por los oleoductos privados, previo pago de regalías, así como los de uso público que son considerados como un servicio público de transporte y donde se reconoce un derecho de preferencia para el uso del servicio por parte del Estado.

Los cambios normativos sobre el transporte de crudo por oleoductos y sobre la fijación de tarifas respectivamente[7], establecen nuevos mecanismos que disciplinan la conducta de los agentes que conforman este mercado. Ellos son:

- Acceso sin discriminación al servicio público de transporte, a las conexiones y ampliaciones de los oleoductos.

- Obligación de celebrar acuerdos de transporte entre transportadores y remitentes especificando claramente las obligaciones de cada uno y los mecanismos de solución de controversias.

- Obligación de implementar y publicar el Manual del Transportador y de publicarlo en el BTO[8], además de presentar informes al MME con

[5] Según la norma jurídica, los oleoductos privados que presenten capacidad ociosa deben prestar el servicio a terceros que requieran su uso y den aviso al Ministerio de Minas. El Decreto Ley 1056 de 1953 por el cual se expide el Código de Petróleos en su artículo 46 (hoy modificado por las resoluciones expedidas en 2010), señalaba que el Gobierno junto con los contratista que exploraban y explotan los oleoductos y los explotadores de crudo de propiedad privada según sea el caso fijarían las tarifas para el transporte teniendo encuentra las siguientes variables: La amortización del capital invertido en la construcción, los gastos en que se incurre para el sostenimiento explotación y administración del oleoducto, y un margen de ganancia que se le deje al empresario sobre las utilidades. Si las partes interesadas en fijar la tarifa no acordaban su valor se estipula en el artículo 11 del Código la fijación dependería del dictamen de un grupo de Peritos.

[6] Capítulo VIII, artículos 45 a 57 y 189 a 209.

[7] Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía (MME) N° 18-1258 de 2010 y 12-4386 de 2010, respectivamente.

[8] El BTO se define por la resolución No. 124 386 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía como : "Página Web de acceso público en la que cada transportador pone a disposición de los agentes y demás interesados

información de los oleoductos. Al exigirse la publicación del Manual del Transportador en el BTO, se da mayor claridad en las reglas para determinar el precio del servicio y las condiciones de su prestación dada la mayor asimetría en la información que poseen los agentes.

- El denominado "proceso de nominación" (para los propietarios de los oleoductos, los remitentes propietarios o no propietarios) entendido este como la solicitud del servicio para el mes de operación, en donde se especifica el volumen de transporte requerido, el nodo, de entrada y de salida, y la cantidad de crudo que se transporta. Esto regula la relación entre las partes que celebran el acuerdo, además de establecer normas relativas a balance, calidad, cantidad de crudo, responsabilidad por pérdidas identificables y no identificables y el procedimiento a seguir en caso de desacuerdo para que el MME intervenga y medie discrepancias existentes inter partes.

Pese a lo anterior, las resoluciones en mención no tipifican o analizan posible conducta alguna que se constituya como violatoria en materia de competencia, pues solo se limita en sus artículos 4 numerales 5 y 9 concernientes a obligaciones del remitente y del transportador respectivamente a ordenar:

> *"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"*

Así, la normativa colombiana no establece disposiciones particulares al sector en materia de competencia, para la prestación del servicio del transporte de crudo orientado a evitar prácticas comerciales restrictivas o de competencia desleal, no obstante la importancia que constitucionalmente se le atribuye al control sobre el sector de hidrocarburos, por parte del Estado".[9]

---

la información que se indica en el Artículo 8º de la presente resolución, en las condiciones allí previstas". Donde la información que este boletín debe contener refiere a:
A. Información de acceso público: Descripción general del sistema de transporte, tarifas vigentes de transporte para cada trayecto, tablas de valores o fórmulas de cálculo vigente de las condiciones monetarias, capacidad de diseño del sistema y capacidad nominal, capacidad Disponible mensual del sistema estimada para los próximos seis (6) meses y anual para los próximos cinco (5) años entre otras **B. Información de acceso exclusivo para los agentes:** Manual del transportador y discusión de sus modificaciones, información general del cronograma de mantenimientos programados del sistema, y relación de los proyectos de ampliación y cambios en la infraestructura en el sistema de transporte entre otros.

[9] La Constitución Política de Colombia (artículo 332) establece que el Estado es el propietario de los recursos naturales no renovables y que este mismo podrá intervenir por mandato de ley en la explotación de los recursos naturales para lograr los fines de racionalizar la economía, una mejorar calidad de vida, obtener una distribución equitativa de oportunidades y los beneficios del desarrollo entre otros. De igual manera es el Estado Colombiano quien tiene la obligación de planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales. Así pues al ser el crudo un recurso natural no renovable, este es de propiedad del Estado Colombiano y la regulación por disposición legal está reservada al Gobierno Nacional quien la ejerce a través del Ministerio de Minas y Energía ente facultado en virtud del decreto 20 de 2001.

Adicionalmente el Estudio de Transporte por Oleoducto adelantado por La Superintendencia de Industria y Comercio (2012, 13) señala las condiciones para la fijación de la(s) tarifa(s) de acceso a la(s) red(es) de oleoducto(s):

"Fijación de la tarifa de acceso a la red: Un cambio notorio en la dinámica del mercado, lo imprime la determinación del precio del servicio, que en este caso se refiere a la tarifa. Antes de la expedición de la Resolución No. 12-4386 de 2010, la tarifa se fijaba entre el Gobierno y los agentes del mercado, estableciéndose valores estándar para cada oleoducto nacional teniendo en cuenta Tarifa de Transporte US$Bl y Tarifa /Unidad US/BL-KMT.

A partir de la entrada en vigencia de la Resolución No. 12-4386 el mecanismo es mucho más transparente y menos discrecional. Bajo el nuevo mecanismo, el transportador fija una tarifa base para el transporte por trayecto y abre convocatoria a través del BTO para que los interesados se inscriban e indiquen los volúmenes que desean transportar durante los próximos 4 años. Sin embargo, los propietarios del oleoducto no podrán acordar tarifas con el transportador, salvo en oleoductos de uso público en los que los propietarios de la sociedad dueña del oleoducto que no son productores, ni refinadores, ni comercializadores de crudo, posean más del 50% del capital de ésta.[10]

Una vez inscritos, el transportador y los interesados disponen de tres (3) meses, a partir del vencimiento del plazo de inscripción para acordar la tarifa de transporte a aplicar en el trayecto. En caso de llegar a un acuerdo quedará fijado el valor de la tarifa el cual debe ser dado a conocer a la Dirección de Hidrocarburos. En caso contrario, la Dirección de Hidrocarburos debe citar al transportador y a todos los inscritos y revelar los soportes del cálculo de la tarifa, información que debe ser tratada por los anteriores como confidencial, con el fin de llegar a un acuerdo. En caso de persistir el desacuerdo, la resolución establece como mecanismo de solución una nueva reunión con el fin de lograr fijar la tarifa. De no llegarse a un acuerdo final entre las partes sobre la tarifa, la Dirección de Hidrocarburos procederá a fijar la tarifa, solicitando si es el caso aclaraciones y complementaciones el transportista. Por último en esta etapa en caso que el transportista no esté de acuerdo con la tarifa fijada se recurre al uso de peritos como última opción. Es importante hacer notar que bajo lo previsto en la Resolución, se permite al transportador agotar como última opción el peritaje, opción que no le da la resolución al usuario del servicio. Esta asimetría en el trato dispensado a una de las partes no se compadece con la lógica de mercado y equilibrio en la negociación que concede la regulación a la fijación de precio de acceso a la red de oleoductos.

[10] Resolución No. 12-4386 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía.

El cambio normativo representado por la Resolución No.12-4386 de 2010 ha introducido las fuerzas de mercado al dar libertad a los agentes para fijar un precio de acceso a la red de oleoductos en lugar de la imposición de un precio oficial, como era el caso anteriormente. Pero la libertad de fijación de precios como regla base no es la única disposición de la resolución dirigida a fortalecer las fuerzas de mercado.

La resolución complementa esta lógica de mercado introduciendo el uso del principio de publicidad y permite que se conozcan las reglas al interior del mercado. Así mismo, obliga a los transportadores a implementar y dar a conocer a través del BTO, el sistema de transporte que posee, las tarifas vigentes por trayecto, la capacidad del diseño de la infraestructura, la capacidad disponible del sistema proyectada a 5 años y las condiciones para que los remitentes de crudo puedan acceder a hacer uso de la capacidad ociosa disponible en los oleoductos. Este aspecto permite que en el mercado las señales sean claras, dada la publicidad de las reglas de juego, evitando conductas abusivas de parte de los propietarios de los oleoductos, al exigir igualdad de condiciones entre los remitentes y una tarifa uniforme a todos los que transportan por determinado oleoducto su crudo".[11]

Para finalizar, el Estudio de Transporte por Oleoducto adelantado por La Superintendencia de Industria y Comercio (2012, 13) agrega: "Por su parte, la Resolución N° 18-1258 en su artículo 1, señala que el objeto de esta norma, es asegurar que se respeten los principios de libre acceso de terceros en el mercado de transporte de crudo sin ningún tipo de discriminación, a través de regulación que conlleve a obtener precios justos y razonables conforme a las tarifas que expida el Ministerio de Transporte.[12]

Podemos concluir que las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía N° 18-1258 de 2010 y 12-4386 de 2010 permiten una mayor dinámica competitiva creciente en el sector. En ausencia de fijación oficial, y habiendo dejado a las fuerzas del mercado la determinación del precio de acceso a los oleoductos, se plantea la necesidad de un control más puntual sobre el comportamiento competitivo de operadores que cuenten con posición de dominio sobre el control de acceso a dichos bienes".

[11] Claro ejemplo de esto es el BTO de ECOPETROL el cual enuncia en el numeral 8.5.2 lo siguiente: *"Si las Nominaciones exceden la Capacidad Disponible del Oleoducto, la asignación de los volúmenes a transportar será a prorrata de las solicitudes recibidas y hasta la capacidad Disponible."*

[12] Los artículos 4 y 5 de la misma determinan las obligaciones del remitente y del transportador respectivamente y que ambos deben: *"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."*

2.3 FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL

Es indispensable para realizar los cálculos de la tarifa de transporte de crudo por oleoducto, conocer cómo se utiliza la metodología del Valor Presente Neto, ya que la Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010 establece que los flujos de caja futuros anuales, deben traerse a valor presente para el cálculo de la tarifa que aplique en el periodo tarifario aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

Con base en esto, (Brealey & Myers, 2008) describen la fórmula matemática para calcular el VPN, la cual se muestra a continuación:

$$VAN = Co + \frac{C_1}{1 + r}$$

"Donde **Co** es el flujo de caja del periodo 0 (es decir, hoy) y normalmente será un número negativo. En otras palabras **Co** es una inversión y, por tanto, una salida de tesorería".

La variable **C1** es el flujo de caja del periodo 1; y para periodos futuros se utilizan las variables **C2** (para el periodo 2), **C3** (para el periodo 3) dentro de una sumatoria hasta **Cn** (para el periodo n).

La variable **r** corresponde al Costo de Oportunidad, Tasa de rentabilidad o Tasa de descuento con la cual se trae a valor presente **VAN** los flujos de caja proyectados en el futuro.

De acuerdo a la Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010[13] la fórmula para el cálculo de las tarifas para los oleoductos se enuncia a continuación, donde la metodología del VPN aplica para "T":

$$\boldsymbol{T = \left(\frac{Y + C + A}{Q}\right) + CV}$$

si es un trayecto no ampliado

$$\boldsymbol{T = \left(\frac{Y}{min\{Q, 0.85 * QMAX\}}\right) + \left(\frac{C + A}{Q}\right) + CV}$$

si es un trayecto nuevo o uno ampliado

[13] Fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos – Ministerio de Minas y Energía (Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010).

Dónde:

T Tarifa a aplicar por barril de crudo a transportar

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa por barril transportado.

Y Ingreso anual reconocible por inversión

Definición: es la cuota constante de ingreso anual requerida para recuperar la inversión en el período determinado para tal efecto y remunerar la utilidad sobre el capital invertido a la tasa que se establece en el parágrafo 2º de este artículo y teniendo en cuenta la tasa de impuesto conforme con el mismo parágrafo. Se considera inversión todo conjunto de erogaciones que quede representada en un activo o haga parte de este, produciendo uno o varios de los siguientes efectos: (i) aumento de la capacidad nominal del oleoducto, (ii) mejoramiento de su confiabilidad o (iii) incremento de su vida útil. La inversión inicial se incluye de acuerdo con lo previsto en el parágrafo 3º de este artículo. En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente de los costos de inversión del oleoducto no atribuibles de manera directa a ellos. Si no se ha fijado un período de recuperación de la inversión en los términos que se establecen en el parágrafo 4º de este artículo, sobre dicha inversión solo se remunerará la utilidad.

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa, por año.

Cálculo: según la fórmula anexa No.1 de esta resolución.

C Ingreso anual reconocible por gastos fijos de AOM

Definición: es la cuota constante de ingreso anual requerida para cubrir el flujo estimado de costos anuales fijos de administración, operación y mantenimiento eficientes durante el horizonte de proyección, calculada con la tasa de descuento después de impuesto que se establece en el parágrafo 2º de este artículo. En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente de los costos de administración, operación y mantenimiento del oleoducto no atribuibles de manera directa a ellos.

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa, por año.

Cálculo: según la fórmula anexa No.2 de esta resolución.

A Ingreso anual reconocible o descontable por ajuste

Definición: corresponde al déficit, si es positivo, o al excedente, si es negativo, siempre que, en uno u otro caso, sea mayor que 10% respecto del ingreso que hubiese obtenido el transportador en el período tarifario vigente, si la tarifa del trayecto se hubiese calculado para dicho período con las inversiones que entraron o salieron de operación, los costos obtenidos y los volúmenes de crudo transportados en los años tarifarios transcurridos de éste y con el mejor estimado para el último año tarifario del mismo y las proyecciones para el siguiente período tarifario hechas cuando se calculó la tarifa vigente, de inversiones, costos y volúmenes. El término **A** podrá ser distinto de cero (**A** ≠ 0) si se cumple cada una de las siguientes condiciones:

i) la tarifa vigente se fijó con la intervención de la Dirección de Hidrocarburos acorde con el Artículo 9º de esta Resolución, ii) el período en que ha regido la tarifa vigente corresponde con el período tarifario en curso, excepto que dicha tarifa haya empezado a regir en un año tarifario posterior al primero del período tarifario vigente debido a que se trata de un trayecto nuevo que entró en operación en ese momento, iii) la nueva tarifa se está fijando para que empiece a regir al inicio del próximo período tarifario, iv) el valor absoluto del déficit o superávit que se menciona al comienzo de esta definición supera el 10%, v) dicho valor lo determina la Dirección de Hidrocarburos, en caso de ser un déficit, por solicitud debidamente justificada por el transportador, o, en caso de ser un superávit, de oficio o por solicitud de algún remitente o tercero, y vi) se trata de un trayecto no ampliado, o de un trayecto nuevo o ampliado en que el volumen anual equivalente, **Q**, es menor o igual que el 85% de la capacidad de diseño, **QMAX**.

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa, por año.

Cálculo: según fórmula anexa No.3 de esta resolución.

Q Volumen anual equivalente de crudo a transportar

Definición: es el volumen anual constante durante el horizonte de proyección, equivalente al flujo proyectado de volúmenes anuales de crudo a transportar en dicho período, calculado con la tasa de descuento después de pagar el impuesto que se establece en el parágrafo 2º de este artículo.

Unidad: barriles de crudo a transportar por año tarifario.

Cálculo: según fórmula anexa No.4 de esta resolución.

QMAX Capacidad de diseño del trayecto nuevo o ampliado

Definición: es la capacidad de diseño, conforme con el Artículo 2º de la Resolución 18 1258 de 2010, de un trayecto nuevo o ampliado al momento de fijar la tarifa.

Unidad: barriles de crudo a transportar por año tarifario.

Cálculo: según el diseño con que se construyó el trayecto o el resultante de su última ampliación. Esta capacidad deberá ser informada en el BTO, conforme con el Artículo 8º de la Resolución 18 1258 del 2010.

CV Costo variable de operación por barril de crudo

Definición: es el valor en que se incrementa el costo por transportar un barril adicional. En su cálculo deben incluirse todos los costos que dependen del volumen del crudo que se transporte, como el de la energía consumida en las estaciones de bombeo. En este rubro el transportador podrá incluir el valor unitario por barril, para aportar al fondo de abandono, conforme con el parágrafo 2º del Artículo 3º de esta resolución.

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa por barril transportado.

Cálculo: según fórmula anexa No.5 de esta resolución.

Parágrafo 1º. Todos los volúmenes se tomarán medidos en barriles y los montos de dinero en dólares de los Estados Unidos de América del primer año del periodo para el que regirá la tarifa. En todos los casos por dólares del primer año del período en que regirá la tarifa se entenderá que son dólares al inicio del primer año tarifario de dicho período.

Parágrafo 2º. La Dirección de Hidrocarburos utilizará los siguientes parámetros, sin perjuicio de que éstos puedan ser modificados en el futuro para todos los oleoductos bajo el respaldo de estudios o investigaciones realizadas directamente por esa Dirección o a través de personas naturales o jurídicas contratadas por ésta o, modificarlos de manera particular para uno o más oleoductos si el transportador justifica adecuadamente esos cambios:

t **Tasa de impuesto de renta.** Será la que esté vigente en el momento en que se aplique la fórmula.

u **Tasa anual de descuento en dólares constantes, después de impuestos**. Será del **8,43%**, valor calculado con endeudamiento de 40% y los demás parámetros estimados en el estudio mencionado en el último considerando de esta resolución como aparece en la tabla anexa a la misma.

Transitoriedad. Para el primer período tarifario a partir de que entre en vigencia esta resolución, la tasa será de 10,22%, correspondiente al promedio entre la tasa de 12% utilizada en ejercicios anteriores de fijación de tarifas y la mencionada tasa calculada con endeudamiento de 40%, y para el segundo período tarifario será de 9,39%, tasa calculada con endeudamiento de 20% y los demás parámetros estimados en el estudio aludido.

n **Período de recuperación de la inversión**, dado en número de años y fijado conforme al parágrafo 4º de este artículo.

3 MÉTODO Y CRONOGRAMA

Acorde con el objetivo general y los objetivos específicos definidos al inicio de este documento, resulta ser de vital importancia definir un método y un cronograma que permitan de manera sistemática alcanzar dichos objetivos. Es por esto que se diseña un cronograma de actividades en orden secuencial para definir adecuadamente el tiempo y los recursos que componen el desarrollo de este trabajo.

Si consideramos que es la primera vez que se realiza el cálculo de tarifas, el método consiste en el desarrollo puntual de las siguientes siete fases; pero si tenemos en cuenta que en el mediano y largo plazo aplicamos este mismo método de forma repetida, nos vamos a dar cuenta que el proceso iterativo se resume a la actualización de las últimas fases, siempre y cuando se cuente con el modelo estándar que se desarrolló inicialmente.

3.1 FASES A CONSIDERAR PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS EN GTEC

- **Primera Fase: Analizar las resoluciones del transporte de crudo por oleoducto**

Esta fase comprende la búsqueda, análisis e interpretación de las resoluciones 124 386 de Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010 para posteriormente describir los conceptos técnicos y económicos aplicables en la organización y dar cumplimiento a esta normatividad.

- **Segunda Fase: Guía para el cálculo de las tarifas en GTEC**

Con base en lo estipulado en la resolución 124 386 de Julio 15 de 2010, se construye una guía para dar cumplimiento a esta resolución y determinar las tarifas para el transporte de crudo por oleoducto.

- **Tercera Fase: Metodología para cumplir con condiciones de transporte por oleoducto**

En esta fase se elabora un procedimiento para organizar secuencial y cronológicamente la metodología para dar cumplimiento a las condiciones del transporte de crudo por oleoductos, de acuerdo a las resoluciones 124 386 de

Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010. De esta forma se definen los responsables y los controles puntuales para garantizar el cumplimiento de las mismas.

- **Cuarta Fase: Elaboración del boletín de transporte por oleoducto BTO**

En esta fase se elabora el Boletín de Transporte por Oleoducto para Gran Tierra Energy Ltd conforme a los requisitos explícitos en la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010.

- **Quinta Fase: Elaboración del modelo de cálculo de las tarifas por oleoducto**

En esta fase se elabora el modelo en Excel para calcular las tarifas del transporte de crudo por los oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia, con base en la guía planteada en la fase dos de esta metodología para definir un modelo estándar.

- **Sexta Fase: Elaboración del Informe**

Una vez realizado el modelo en Excel para el cálculo de las tarifas, se procederá a realizar el informe con cada uno de los entregables, tal cual se encuentran descritos en el alcance de este trabajo.

- **Séptima Fase: Conclusiones y Observaciones del Modelo**

Una vez realizado el Informe de la fase anterior, se procederá a realizar las conclusiones y recomendaciones acerca de la forma como se calculan y/o recalculan las tarifas. Esta etapa final también comprende el posible ajuste a la guía de la fase dos, al modelo de la quinta fase y al Informe definitivo.

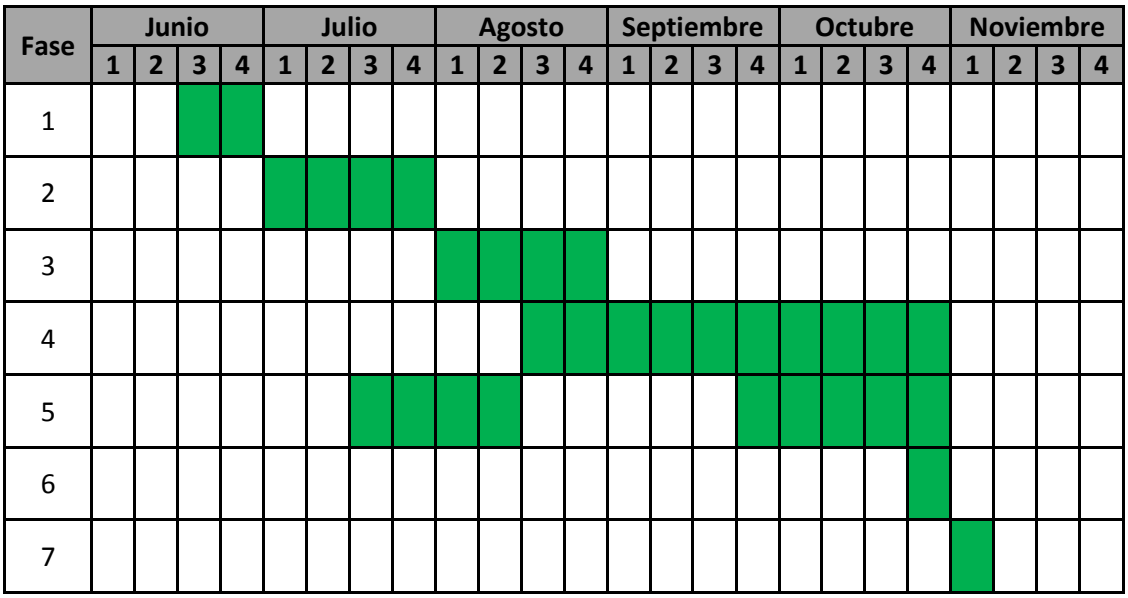
3.2 CRONOGRAMA DE TRABAJO

Una vez descritas las siete fases anteriores que componen el método, el cronograma de ejecución para cada una de ellas por semanas al mes, se muestra en la figura 2.

De acuerdo al cronograma, la duración total de esta Propuesta tomaría un plazo de cinco a seis meses asumiendo que es la primera vez que se realiza en la organización. Ya que para inclusiones de nuevos oleoductos el tiempo seria

mucho menor, dado que varias fases descritas en la metodología se entenderían como entendidas y superadas bajo la premisa de que con una vez que se desarrollen quedan asimiladas.

Figura 2. Cronograma Estandarización Tarifas Oleoductos Gran Tierra Energy



Fuente: Autor

4 RESOLUCIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

En Julio del año 2010 el Ministerio de Minas y Energía aprobó y publicó las resoluciones 124 386 de Julio 15 de 2010 y 18 1258 de Julio 14 de 2010 con el fin de definir los lineamientos para el transporte de crudo por oleoducto en Colombia y de legalizar a nivel país la red-infraestructura de oleoductos que anteriormente eran consideradas líneas de transferencia; adicionalmente garantizando que los dueños de oleoductos calculen y presenten a la Dirección de Hidrocarburos las tarifas de transporte que apliquen para cada tramo o sistema de oleoducto(s).

Con base en dichas resoluciones y tomando en consideración el Estudio de Transporte por Oleoducto adelantado por La Superintendencia de Industria y Comercio (2012, 13), las etapas para la fijación-aprobación por parte del MME de tarifas de los oleoductos y condiciones de transporte de crudo por oleoducto se muestran a continuación:

- Convocatoria.
- Acuerdo entre agentes.
- Mediación de la Dirección de Hidrocarburos en caso de desacuerdo.
- Determinación de la tarifa por parte de la Dirección de Hidrocarburos.
- Fijación de la tarifa del Trayecto.

“Una vez inscritos, el transportador y los interesados disponen de tres (3) meses, a partir del vencimiento del plazo de inscripción para acordar la tarifa de transporte a aplicar en el trayecto. En caso de llegar a un acuerdo quedará fijado el valor de la tarifa el cual debe ser dado a conocer a la Dirección de Hidrocarburos. En caso contrario, la Dirección de Hidrocarburos debe citar al transportador y a todos los inscritos y revelar los soportes del cálculo de la tarifa, información que debe ser tratada por los anteriores como confidencial, con el fin de llegar a un acuerdo. En caso de persistir el desacuerdo, la resolución establece como mecanismo de solución una nueva reunión con el fin de lograr fijar la tarifa. De no llegarse a un acuerdo final entre las partes sobre la tarifa, la Dirección de Hidrocarburos procederá a fijar la tarifa, solicitando si es el caso aclaraciones y complementaciones el transportista. Por último en esta etapa en caso que el transportista no esté de acuerdo con la tarifa fijada se recurre al uso de peritos como última opción. Es importante hacer notar que bajo lo previsto en la Resolución, se permite al transportador agotar como última opción el peritaje, opción que no le da la resolución al usuario del servicio. Esta asimetría en el trato dispensado a una de las partes no se compadece con la lógica de mercado y equilibrio en la negociación que concede la regulación a la fijación de precio de acceso a la red de oleoductos.

El cambio normativo representado por la Resolución No.12-4386 (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2010) ha introducido las fuerzas de mercado al dar

libertad a los agentes para fijar un precio de acceso a la red de oleoductos en lugar de la imposición de un precio oficial, como era el caso anteriormente. Pero la libertad de fijación de precios como regla base no es la única disposición de la resolución dirigida a fortalecer las fuerzas de mercado.

La resolución complementa esta lógica de mercado introduciendo el uso del principio de publicidad y permite que se conozcan las reglas al interior del mercado. Así mismo, obliga a los transportadores a implementar y dar a conocer a través del BTO, el sistema de transporte que posee, las tarifas vigentes por trayecto, la capacidad del diseño de la infraestructura, la capacidad disponible del sistema proyectada a 5 años y las condiciones para que los remitentes de crudo puedan acceder a hacer uso de la capacidad ociosa disponible en los oleoductos. Este aspecto permite que en el mercado las señales sean claras, dada la publicidad de las reglas de juego, evitando conductas abusivas de parte de los propietarios de los oleoductos, al exigir igualdad de condiciones entre los remitentes y una tarifa uniforme a todos los que transportan por determinado oleoducto su crudo[14].

Por su parte, la Resolución N° 18-1258 (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2010) en su artículo 1, señala que el objeto de esta norma, es asegurar que se respeten los principios de libre acceso de terceros en el mercado de transporte de crudo sin ningún tipo de discriminación, a través de regulación que lleve a obtener precios justos y razonables conforme a las tarifas que expida el Ministerio de Transporte[15].

Podemos concluir que las resoluciones del (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2010) N° 18-1258 y 12-4386 permiten una mayor dinámica competitiva creciente en el sector. En ausencia de fijación oficial, y habiendo dejado a las fuerzas del mercado la determinación del precio de acceso a los oleoductos, se plantea la necesidad de un control más puntual sobre el comportamiento competitivo de operadores que cuenten con posición de dominio sobre el control de acceso a dichos bienes".

[14] Claro ejemplo de esto es el BTO de ECOPETROL el cual enuncia en el numeral 8.5.2 lo siguiente: "Si las Nominaciones exceden la Capacidad Disponible del Oleoducto, la asignación de los volúmenes a transportar será a prorrata de las solicitudes recibidas y hasta la capacidad Disponible."

[15] Los artículos 4 y 5 de la misma determinan las obligaciones del remitente y del transportador respectivamente y que ambos deben: "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."

4.1 GUÍA PARA EL CÁLCULO DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

Considerando el Capítulo Segundo de la Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010 "Procedimiento para Fijación de Tarifas", a continuación se muestra la guía mediante un diagrama de flujo[16], con el paso a paso para la fijación de tarifas para el transporte de crudo por oleoductos. La cual puede ser aplicada a cualquier compañía que sea propietaria de uno o más oleoductos.

4.1.1 Fijación de tarifa

De El/los propietario(s) del/los oleoducto(s) procede a calcular una tarifa base de acuerdo a la fórmula tarifaria del Artículo 11 de esta resolución:

$$\boldsymbol{T} = \left(\frac{\boldsymbol{Y} + \boldsymbol{C} + \boldsymbol{A}}{\boldsymbol{Q}}\right) + \boldsymbol{CV}$$

si es un trayecto no ampliado

$$\boldsymbol{T} = \left(\frac{\boldsymbol{Y}}{\boldsymbol{min}\{\boldsymbol{Q}, \mathbf{0.85} * \boldsymbol{QMAX}\}}\right) + \left(\frac{\boldsymbol{C} + \boldsymbol{A}}{\boldsymbol{Q}}\right) + \boldsymbol{CV}$$

si es un trayecto nuevo o uno ampliado

4.1.2 Elaboración del Boletín de Transporte por Oleoducto

En el numeral 5 "Boletín del Transporte por Oleoducto" (descrito en el siguiente capítulo de esta monografía) se muestra la metodología para elaborar este documento incluyendo las condiciones exigidas por el MME.

4.1.3 Convocatoria

Con el fin de lograr acuerdo en materia de tarifa, el/los propietario(s) de los oleoductos deben realizar un procedimiento de convocatoria para conocer quiénes son los transportadores, remitentes y terceros interesados en el transporte de crudo por los oleoductos que correspondan. Como se muestra en seguida:

[16] Aunque no es el mismo orden que propone el Capitulo Segundo, de la Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010, personalmente propongo seguir el orden descrito en este numeral ya que según lo observado permite ahorrar tiempo y recursos en el cumplimiento de las exigencias contempladas en dicha resolución.

- Publicación de la tarifa base en el BTO durante 20 días calendario, el primer día hábil del semestre inmediatamente anterior al inicio del periodo en que regirán las tarifas.

- Publicación con la apertura de la convocatoria para que los interesados se inscriban en el BTO y como confirmación se les envíe a más tardar dentro de los 2 días hábiles siguientes, un correo electrónico a la dirección que los remitentes o terceros designen, informándoles las condiciones monetarias para el acuerdo entre los agentes.

- Los interesados en transportar crudo por el/los oleoductos proceden a inscribirse indicando los volúmenes anuales de crudo que deseen transportar para los siguientes 4 años tarifarios. Nota: No podrán participar en este proceso los propietarios del oleoducto.

- El transportador procede a informar a la Dirección de Hidrocarburos dentro de los 5 días hábiles desde la fecha de finalización del plazo de inscripción de los interesados, la tarifa y las condiciones monetarias acordadas con los agentes.

4.1.4 Acuerdo entre las partes negociadoras

Si como resultado de la convocatoria se tiene al menos un remitente o tercero, el propietario del oleoducto (transportador) y los interesados dispondrán de 3 meses a partir del vencimiento del plazo de inscripción para acordar unánimemente la tarifa de transporte a aplicar en el trayecto. Adicionalmente el transportador debe dar invitación (reunión) por lo menos con 7 días calendario de anticipación a los interesados indicándoles la fecha, hora y lugar en que se va a dar acuerdo de tarifa(s) y condiciones monetarias entre las partes negociadoras; posteriormente el transportador debe informar a la Dirección de Hidrocarburos con 5 días de antelación la fecha de la primera reunión, nombres, representantes y datos de localización de los inscritos.

Como resultado de este proceso se debe dejar un Acta firmada como evidencia de que las partes negociadoras llegaron a un acuerdo de tarifa(s) y de las condiciones monetarias.

Si las partes llegan a acuerdo:

- La tarifa y condiciones monetarias serán las que apliquen de acuerdo al periodo en que regirá la(s) tarifa(s); adicionalmente deberán publicarse junto con el documento soporte del acuerdo en el BTO máximo 5 días hábiles después de realizado.

- Se dará por terminada la etapa de mediación y los agentes tendrán 10 días hábiles para terminar detalles y para que el transportador lo comunique por escrito al MME.

4.1.5 Mediación del Ministerio en caso de desacuerdo

Si como resultado de la etapa anterior no se dio ningún acuerdo entre las partes negociadoras, la Dirección de Hidrocarburos citará al transportador y a los interesados para una reunión donde se revisara los soportes de tarifa(s) y condiciones monetarias procurando buscar acuerdo. Adicionalmente se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Si las partes no llegan a acuerdo, el MME les enviará un correo electrónico con el soporte de cálculo de la tarifa base del transportador y los agentes dispondrán de 5 días hábiles para devolver comentarios.

- Vencido el plazo anterior, el MME cita a una segunda reunión dentro de los 5 días siguientes, con el fin de que las partes lleguen a acuerdo en cuanto a la(s) tarifa(s) y condiciones monetarias.

- Si se da acuerdo, las partes tienen hasta 10 días hábiles para finiquitar los detalles y para que el transportador comunique por escrito a la Dirección de Hidrocarburos los detalles del acuerdo.

- Si por el contrario, no se llega a acuerdo entre las partes, la Dirección de Hidrocarburos termina la etapa de mediación y procede con la de determinación de la tarifa.

4.1.6 Determinación de la tarifa por parte de la Dirección de Hidrocarburos

Si las partes negociadoras no logran acuerdo en cuanto a tarifa y condiciones monetarias como se comentó anteriormente ó cuando no existan inscritos en la etapa de convocatoria se sigue el siguiente procedimiento:

- La Dirección de Hidrocarburos dispondrá de 2 meses para el cálculo de la tarifa conforme a la formula tarifaria del Artículo 11 de la resolución 124 386 de julio 15 de 2010:

$$\boldsymbol{T} = \left(\frac{\boldsymbol{Y} + \boldsymbol{C} + \boldsymbol{A}}{\boldsymbol{Q}}\right) + \boldsymbol{CV}$$

si es un trayecto no ampliado

$$\boldsymbol{T = \left(\frac{Y}{min\{Q, 0.85 * QMAX\}}\right) + \left(C + \frac{A}{Q}\right) + CV}$$

si es un trayecto nuevo o uno ampliado

Para esto verificara la consistencia de la información presentada por el transportador (dueño del oleoducto) comparándola adicionalmente con la utilizada en periodos anteriores para fijación de tarifas.

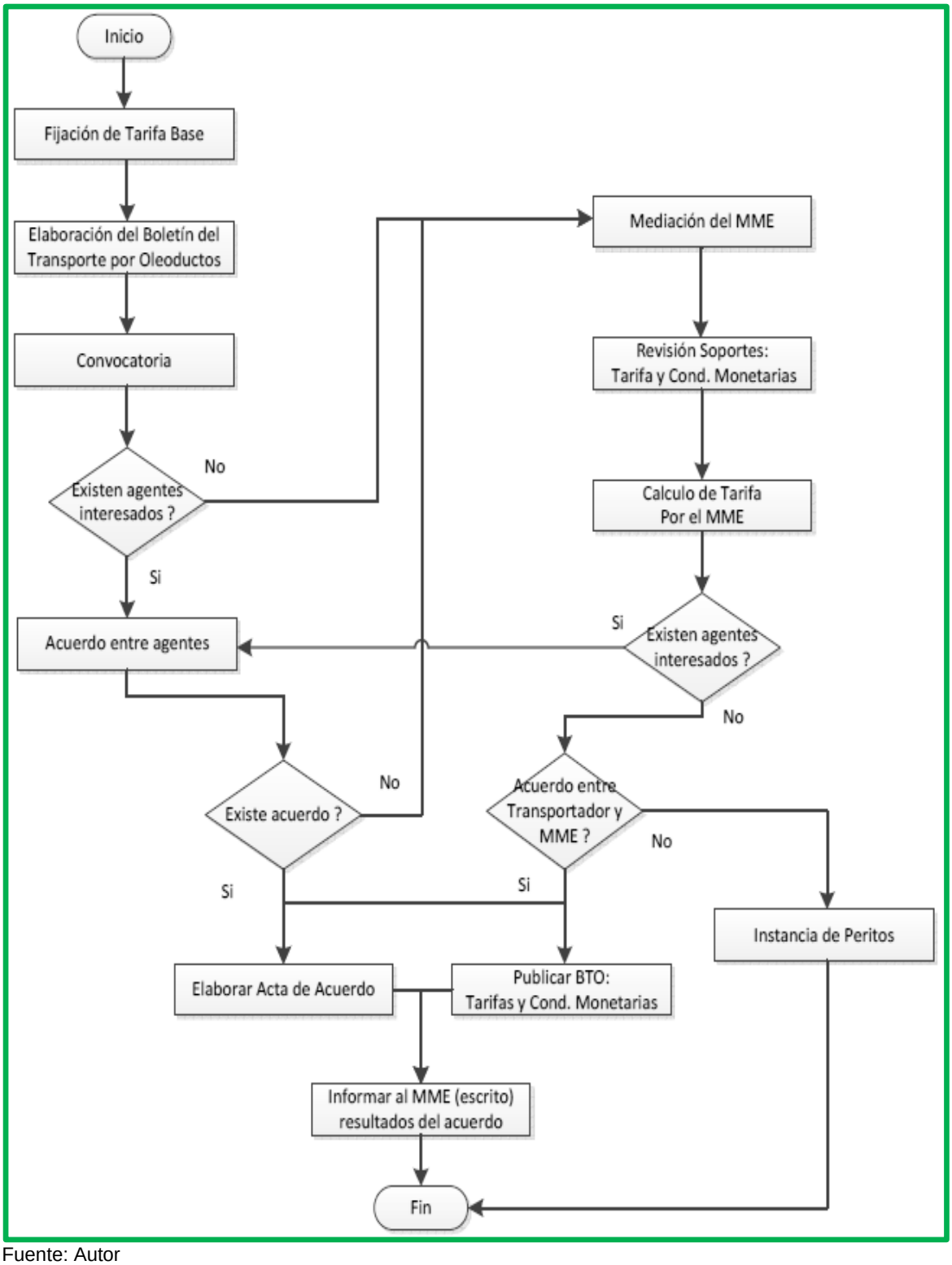
Si en este proceso la Dirección de Hidrocarburos solicita aclaraciones o dudas de la información suministrada por el transportador; el mismo dispondrá de 15 días calendario para responder por cada solicitud.

Una vez realizados los cálculos, la Dirección de Hidrocarburos dispondrá de 1 mes adicional para acordar con el transportador la tarifa a aplicar.

- Dado que la Dirección de Hidrocarburos cite al transportador y no logre un acuerdo, se recurre como última instancia a peritos como lo expone los artículos 11 y 56 del Código de Petróleos (este proceso no podrá ser superior a 3 meses).

De acuerdo a lo expuesto en este numeral (4.1), a continuación se muestra el diagrama de flujo con el procedimiento para calcular las tarifas del/los oleoducto(s) de acuerdo a (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 2010) la Resolución 124 386 de Julio 15 de 2010.

Figura 3. Diagrama de Flujo Calculo Tarifas Oleoductos MME



Fuente: Autor

4.2 METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

De acuerdo a la Resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010 por la cual se reglamenta el Transporte de Crudos por Oleoducto, a continuación se muestra la metodología para cumplir con las condiciones que exige el MME para emitir las resoluciones, además del procedimiento de cálculo de las tarifas para el transporte de crudo por oleoductos[17] (enunciado en el numeral anterior).

4.2.1 Revisión de las condiciones del transportador

Es indispensable que el transportador o el/los propietario(s) del/los oleoducto(s) revisen puntualmente las siguientes condiciones contenidas en la resolución, ya que las mismas constituyen los fundamentos y el contenido del Manual del Transportador y el Boletín de Transporte por Oleoductos "BTO"; documentos indispensables exigidos por el MME para la emisión de las resoluciones de tarifa(s).

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

[17] En este sentido ambos procedimientos: cumplimiento de condiciones de transporte y cálculo de tarifas, se realizan en paralelo, con el único fin obtener aprobación por parte del MME con la emisión de la(s) resolución(es) que aplique(n) para cada oleoducto en consideración.

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.

4.2.2 Revisión de las condiciones del remitente

Así como se revisaron las condiciones para el transportador, es indispensable que el transportador o el/los propietario(s) del/los oleoducto(s) revisen puntualmente las condiciones del/los remitente(s), ya que las mismas también constituyen parte del contenido del Manual del Transportador y el Boletín de Transporte por Oleoductos “BTO.

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.

Una vez revisadas estas condiciones, el transportador o dueño del/los oleoducto(s) debe proceder a elaborar el Manual del Transportador y el Boletín de Transporte por Oleoducto “BTO”, ya que como se mencionó anteriormente estos dos documentos son exigidos por la Dirección de Hidrocarburos para culminar el proceso de aprobación y autorización de tarifas del/los oleoducto(s) en cuestión.

4.2.3 Manual del Transportador

Es un documento que se ajusta a lo establecido en el Código de Petróleos, haciendo alusión a las condiciones, reglas y procedimientos para cada oleoducto ó sistema de oleoductos inherentes a la actividad de transporte de crudo por oleoducto. Adicionalmente su contenido está alineado con los Acuerdos o Contratos de Transporte entre el transportador y los agentes. Debe entregarse al MME y publicarse en el BTO de tal forma que los remitentes interesados conozcan y decidan si aceptan las condiciones que exige el dueño del/los oleoducto(s) para transportar crudo por su(s) oleoducto(s).

De acuerdo a la resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010 un Manual del Transportador para cualquier oleoducto o sistema de oleoductos debe contener como mínimo la siguiente información:

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.

Adicionalmente también se debe tener en consideración los siguientes parágrafos descritos en la presente resolución:

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

- 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.

4.2.4 Revisión de las condiciones del remitente

El BTO para efectos prácticos es una página web donde el transportador o dueño del/los oleoducto(s) pone a disposición la información relativa al transporte de crudo por su(s) oleoducto(s) para que sea consultada por los correspondientes remitentes o posibles interesados (terceros) en transportar crudos por determinados oleoductos. La información allí publicada debe ser vigente y debe mantenerse actualizada por lo menos mensualmente. Adicionalmente dependiendo del tipo de remitente o de interesado, existen dos tipos de acceso, como se muestra en seguida:

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.

Adicionalmente, también se debe tener en consideración los siguientes parágrafos descritos en la presente resolución:

- El transportador no estará obligado a publicar la información comercial de carácter reservado en la ejecución de sus acuerdos de transporte.

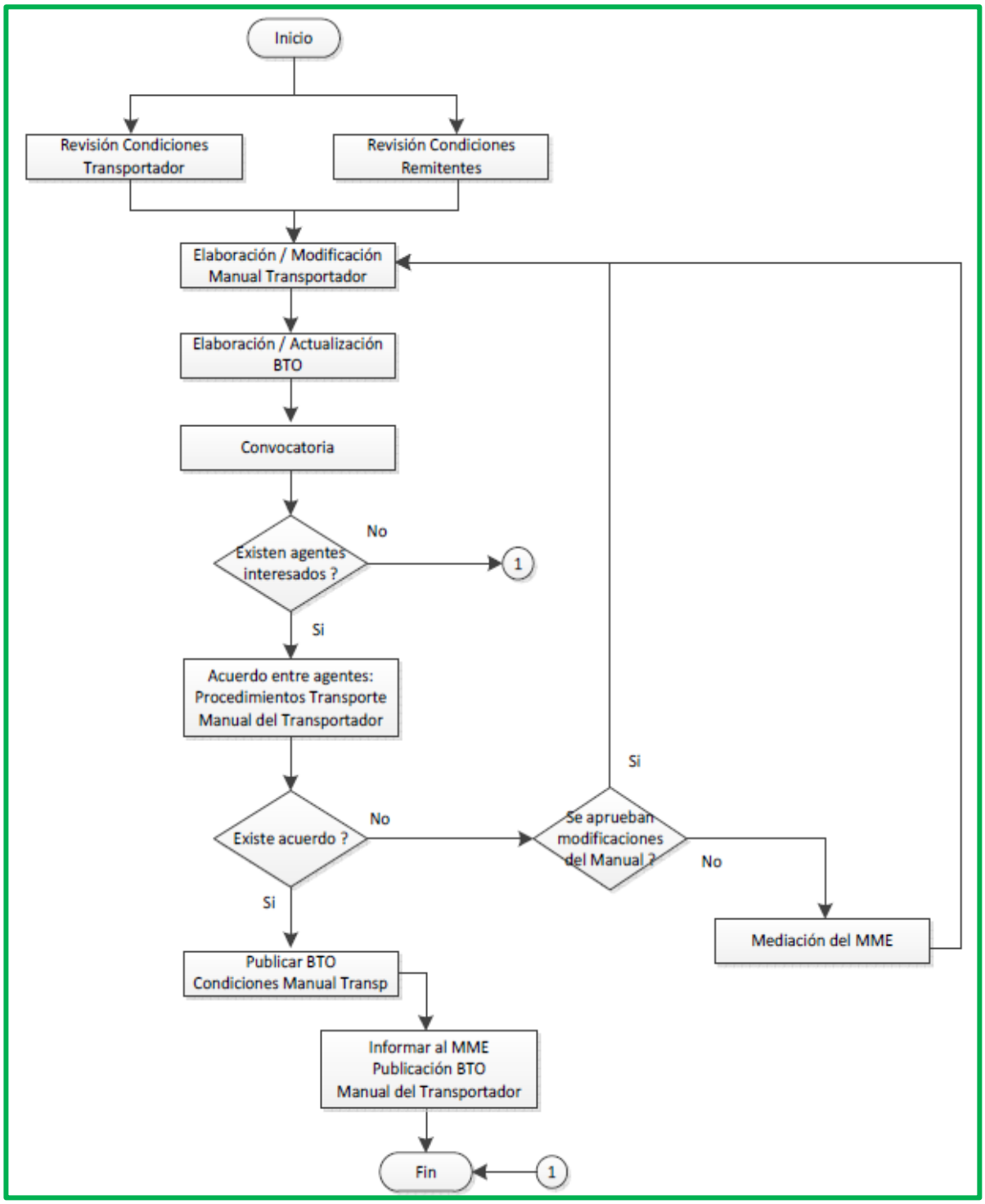
- El transportador deberá suministrar a los agentes operacionales que se lo soliciten, dentro de los diez (10) días calendario siguiente a la solicitud y previa verificación por parte del transportador de su calidad de agente operacional, una clave para el acceso a la información de carácter exclusivo 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.

- 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.

- 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.

- De acuerdo a lo expuesto en este numeral (4.2), a continuación se muestra el diagrama de flujo con la metodología para cumplir con las condiciones de transporte de acuerdo a la Resolución 18 1258 de Julio 15 de 2010.

Figura 4. Diagrama de Flujo Metodología Condiciones de Transporte



Fuente: Autor

5 BOLETÍN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO – BTO

Conforme los parámetros contemplados en el artículo 56 del Código de Petróleos respecto a la fijación de la(s) tarifa(s) para los sistemas de transporte de crudo por oleoductos, en Julio de 2010 el Ministerio de Minas y Energía publica la Resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010, la cual señala el procedimiento y las obligaciones que el transportador debe cumplir para llevar a cabo el transporte de crudo por oleoductos, también los diferentes requisitos y disposiciones para que los agentes interesados accedan a este medio de transporte.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente en el numeral 4.2.4 de la Resolución 18 1258 de Julio 14 de 2010 por la cual se reglamenta el Transporte de Crudos por Oleoducto, el Boletín de Transporte por Oleoducto “BTO” se compone de dos partes principales dependiendo del perfil de consulta del agente o interesado en transportar sus crudos por el/los oleoducto(s) del dueño o transportador; la primera es de acceso público donde cualquier interesado puede acceder a la consulta y la segunda es de acceso privado con tipo de consulta exclusiva para los agentes únicamente inscritos.

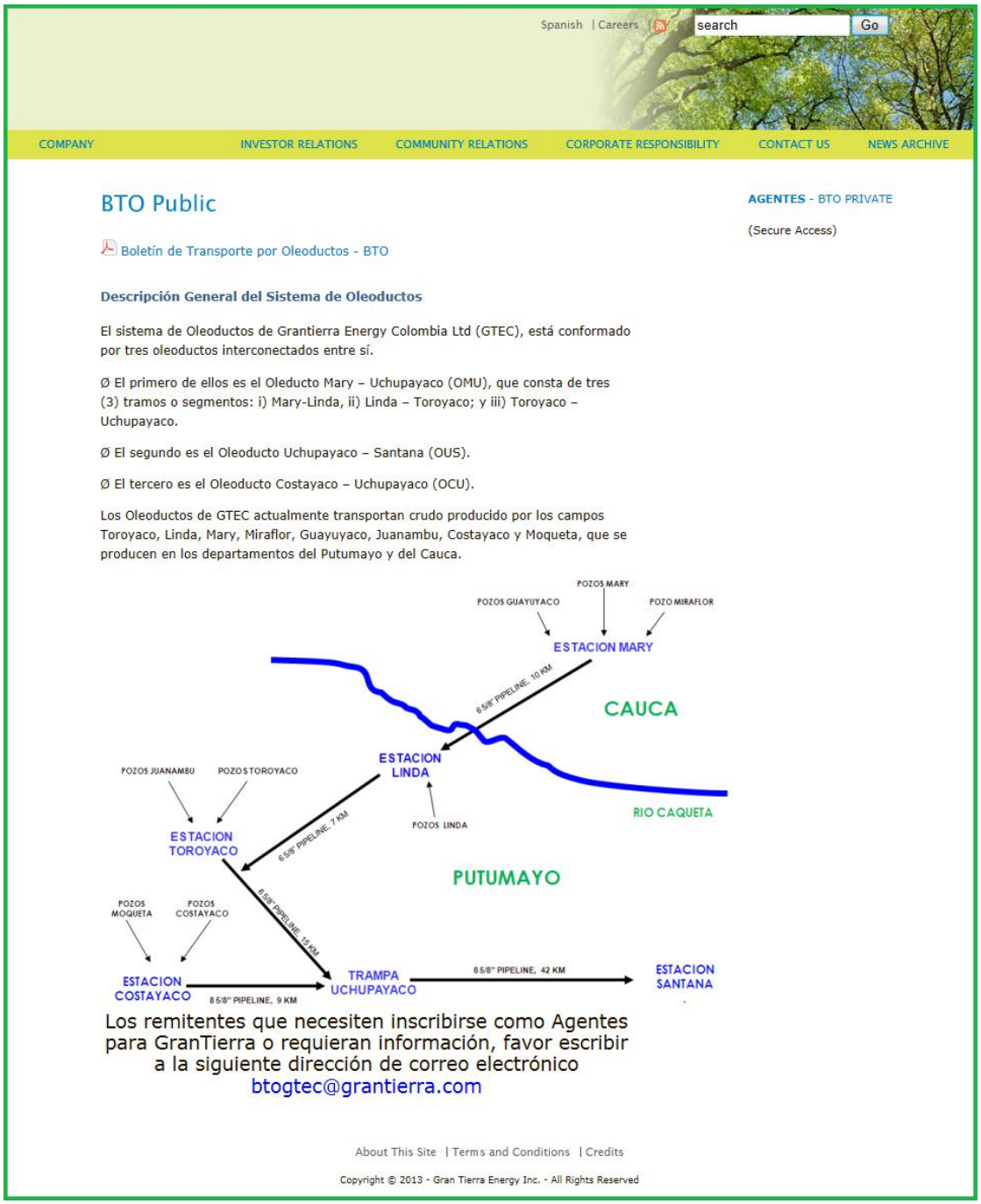
A continuación se muestra el modelo de BTO dispuesto para Gran Tierra Energy Colombia.

5.1 INFORMACIÓN DE ACCESO PÚBLICO

La información contenida en este numeral se encuentra disponible en ambiente web (para el caso de Gran Tierra Energy aparece en el siguiente link: http://grantierra.com/operations/colombia/bto-public.html) y puede ser consultada por cualquier interesado que desee transportar crudo por los oleoductos de esta compañía.

De acuerdo a como se mencionó en el numeral 4.2.4, lo primero que debe incluir el BTO en su parte pública, es lo correspondiente a la descripción general del sistema de transporte junto con un diagrama de los mismos para tener presente la ubicación, conexión y conformación de los mismos, tal y como se muestra a continuación.

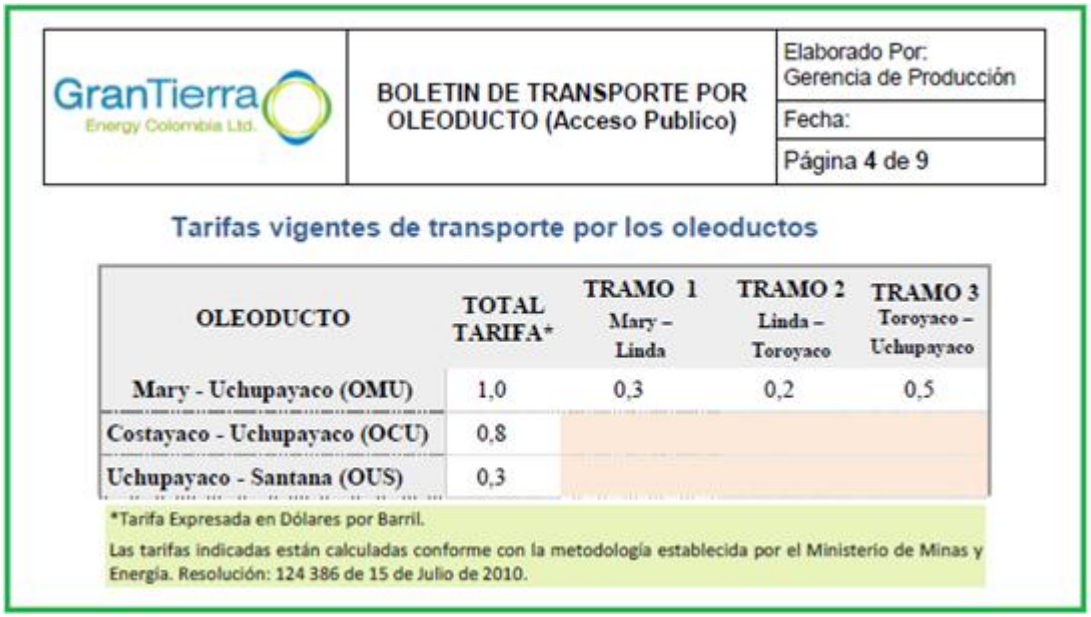
Ilustración 1. Página Web GTEC boletín de transporte por oleoductos



Fuente: Página Web Gran Tierra Energy Colombia, BTO Public, 2013

En segunda instancia se muestran las tarifas vigentes para cada trayecto, las cuales deben irse actualizando en la medida en que llegue a acuerdo con los agentes interesados y el MME.

Tabla 1. Tarifas vigentes de transporte por oleoducto



GranTierra Energy Colombia Ltd.	BOLETIN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO (Acceso Publico)	Elaborado Por: Gerencia de Producción
		Fecha:
		Página 4 de 9

Tarifas vigentes de transporte por los oleoductos

OLEODUCTO	TOTAL TARIFA*	TRAMO 1 Mary – Linda	TRAMO 2 Linda – Toroyaco	TRAMO 3 Toroyaco – Uchupayaco
Mary - Uchupayaco (OMU)	1,0	0,3	0,2	0,5
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	0,8			
Uchupayaco - Santana (OUS)	0,3			

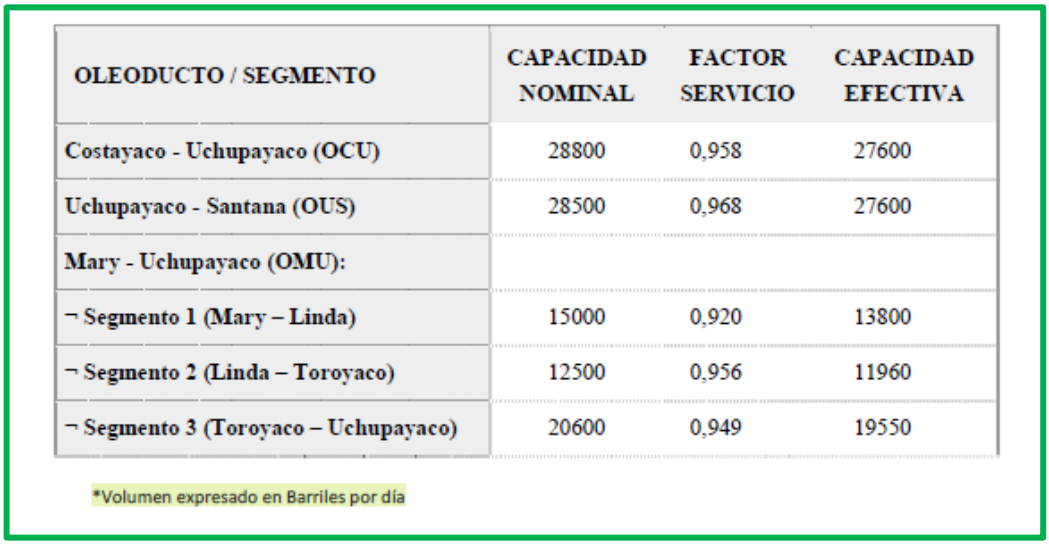
*Tarifa Expresada en Dólares por Barril.

Las tarifas indicadas están calculadas conforme con la metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía. Resolución: 124 386 de 15 de Julio de 2010.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

Lo siguiente corresponde a las capacidades de diseño del sistema (nominal y efectiva) y el factor de servicio.

Tabla 2. Capacidad de los oleoductos



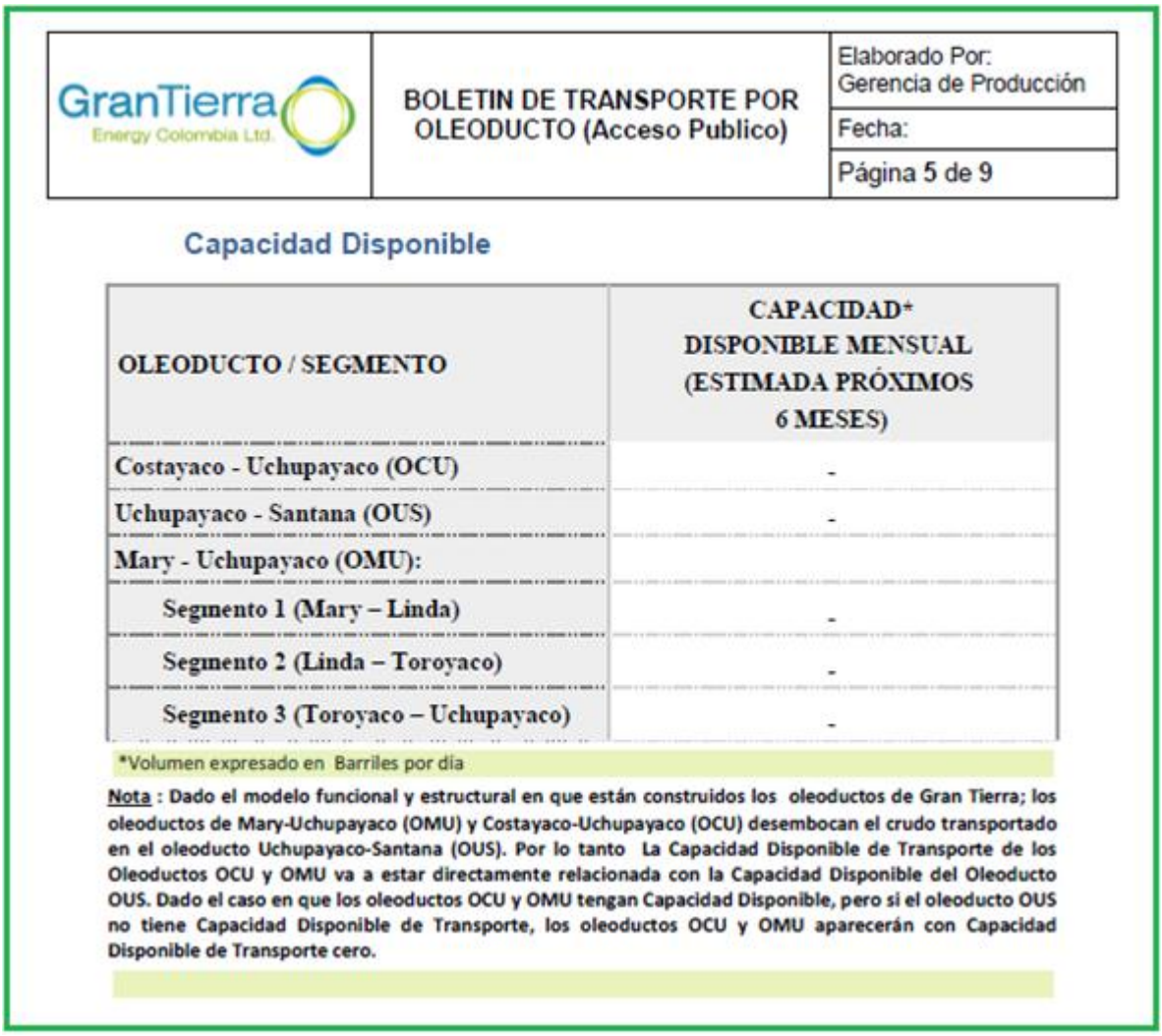
OLEODUCTO / SEGMENTO	CAPACIDAD NOMINAL	FACTOR SERVICIO	CAPACIDAD EFECTIVA
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	28800	0,958	27600
Uchupayaco - Santana (OUS)	28500	0,968	27600
Mary - Uchupayaco (OMU):			
¬ Segmento 1 (Mary – Linda)	15000	0,920	13800
¬ Segmento 2 (Linda – Toroyaco)	12500	0,956	11960
¬ Segmento 3 (Toroyaco – Uchupayaco)	20600	0,949	19550

*Volumen expresado en Barriles por día

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

Una vez se tenga establecida la capacidad efectiva, el paso siguiente es publicar la capacidad disponible mensual, ya que con base en la misma es que los agentes interesados ajustan sus nominaciones con el crudo a transportar.

Tabla 3. Capacidad disponible barriles por día



GranTierra Energy Colombia Ltd.	BOLETIN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO (Acceso Publico)	Elaborado Por: Gerencia de Producción
		Fecha:
		Página 5 de 9

Capacidad Disponible

OLEODUCTO / SEGMENTO	CAPACIDAD* DISPONIBLE MENSUAL (ESTIMADA PRÓXIMOS 6 MESES)
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	-
Uchupayaco - Santana (OUS)	-
Mary - Uchupayaco (OMU):	
Segmento 1 (Mary – Linda)	-
Segmento 2 (Linda – Toroyaco)	-
Segmento 3 (Toroyaco – Uchupayaco)	-

*Volumen expresado en Barriles por dia

Nota : Dado el modelo funcional y estructural en que están construidos los oleoductos de Gran Tierra; los oleoductos de Mary-Uchupayaco (OMU) y Costayaco-Uchupayaco (OCU) desembocan el crudo transportado en el oleoducto Uchupayaco-Santana (OUS). Por lo tanto La Capacidad Disponible de Transporte de los Oleoductos OCU y OMU va a estar directamente relacionada con la Capacidad Disponible del Oleoducto OUS. Dado el caso en que los oleoductos OCU y OMU tengan Capacidad Disponible, pero si el oleoducto OUS no tiene Capacidad Disponible de Transporte, los oleoductos OCU y OMU aparecerán con Capacidad Disponible de Transporte cero.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

Los siguientes elementos, corresponden a los apartes del manual del transportador que deben quedar publicados en el BTO; correspondientes a los numerales 2 (solicitudes de conexión), 5 (proceso de nominación) y 9 (requerimientos mínimos de calidad del crudo).

Figura 5. Flujograma proceso solicitud de conexión para transporte de crudo a oleoductos

Manual del Transportador

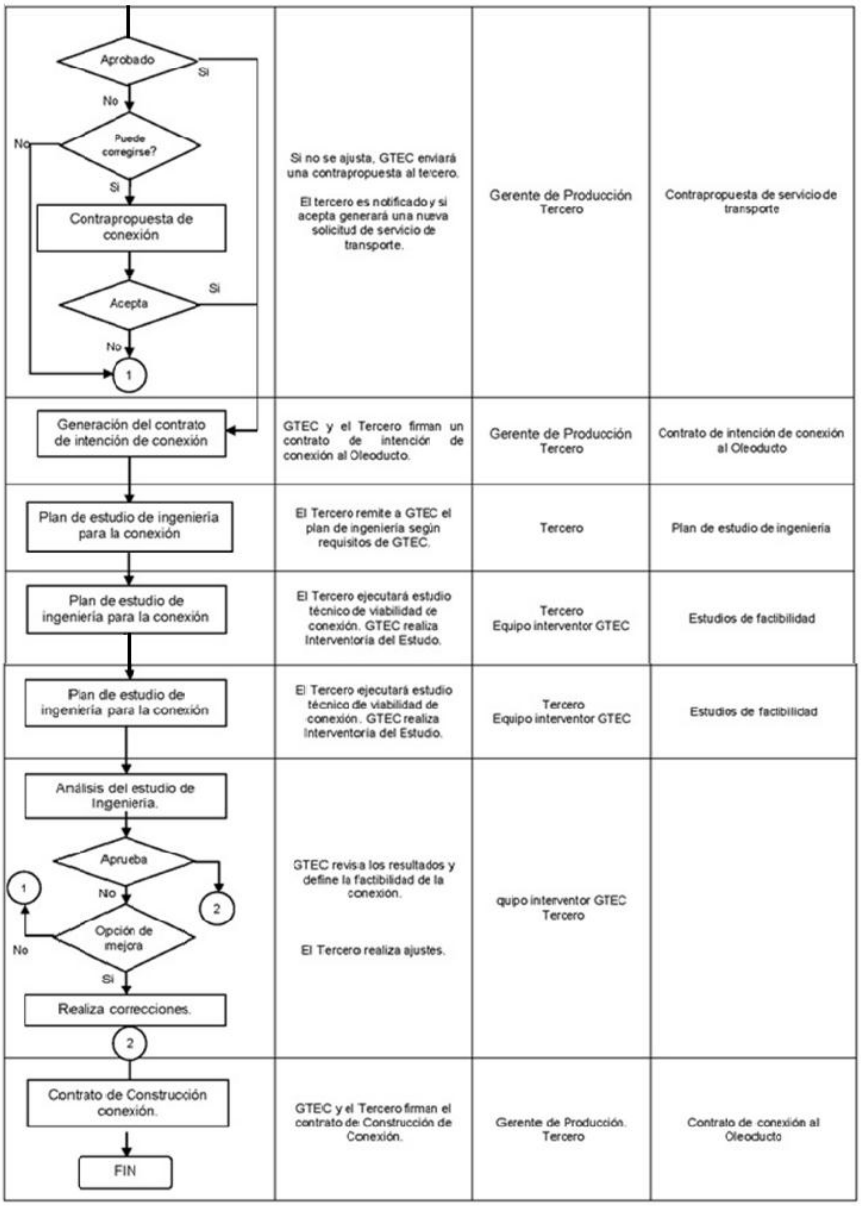
A. Solicitudes de Conexión
B. Procesos de nominación
C. Requerimientos mínimos de calidad

Solicitudes de Conexión

Toda solicitud de conexión al Oleoducto para transporte de crudos, presentada por un Tercero, deberá ceñirse al siguiente flujograma:

FLUJOGRAMA	DESCRIPCIÓN	RESPONSABLE	REGISTRO (SALIDAS)
Inicio (1) → Solicitud de conexión	El Tercero hace llegar su intención a GTEC, de construir una nueva conexión en el oleoducto.	Coordinador de Transporte Gerente de Producción Tercero	E-mail, llamada telefónica, fax, etc.
Verificación de contrato con GTEC → Aprobada (No / Si)	GTEC verifica la existencia de un contrato e transporte con el Tercero, y la justificación técnica de la construcción de la nueva conexión. El Tercero celebra contrato con GTEC para la construcción de una nueva conexión en el Oleoducto.	Coordinador de Transporte Gerente de Producción Terminales Tercero	
Elaboración del acta de confidencialidad	El Tercero firma un documento de confidencialidad.	Coordinador de Transporte Gerente de Producción Tercero	Acta de confidencialidad
Acepta (No → 1 / Si)	El Tercero acepta o rechaza la solicitud	Tercero o Remitente	
Entrega de las claves de acceso al BTO y envío del formato de solicitud	GTEC entrega las claves de acceso al BTO para que el Tercero consulte toda la información relacionada con las operaciones de transporte del Oleoducto. GTEC envía al Tercero el formato de solicitud de conexión.	Coordinador de Transporte Gerente de Producción Tercero.	
Solicitud del Tercero	El Tercero diligencia el formato y lo devuelve a GTEC.	Coordinador de Transporte Gerente de Producción Tercero.	Formato de solicitud de servicio de transporte.
Análisis de la solicitud	GTEC evalúa la solicitud del Tercero, aprobando o desaprobando la propuesta presentada.	Gerente de Oleoducto	

Figura 5. (Continuación)



Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

Para el proceso de nominación, se establecen las prioridades del crudo a ser transportado por los diferentes trayectos que conforman el/los oleoducto(s) y se elabora un diagrama de flujo para explicar el procedimiento de nominación.

Figura 6. Flujograma procedimiento de nominación

Proceso de Nominación

Se efectúa en el mes calendario inmediatamente anterior al mes de operación y constituye información base para realizar el programa de transporte de cada mes, observando el siguiente el orden de prioridad de nominación de volúmenes y Flujograma de Procedimiento:

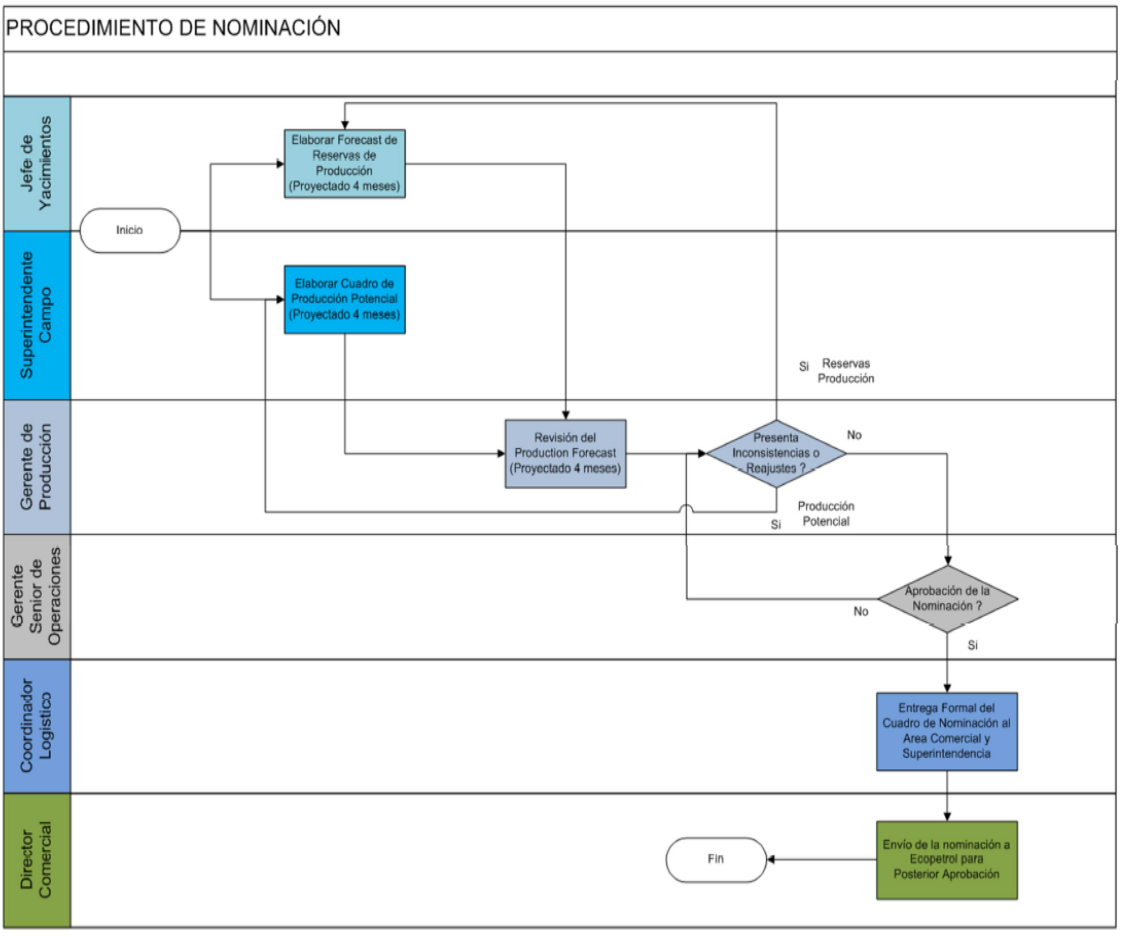
Primera: Volumen requerido por GTEC.

Segunda: Volumen de regalías del Gobierno Nacional.

Tercera: Remitentes y/o Terceros.

Cuarta: Volumen de GTEC, correspondiente a la nominación restante, después del cierre normal del proceso de nominación.

Proceso de Nominación (Flujograma)



Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

Por último, en la información de acceso público, se divulgan los requerimientos mínimos de calidad que establecen que tipo de crudo puede ser transportado por el/los oleoducto(s) para que el sistema funcione de manera eficiente.

Tabla 4. Requerimientos mínimos de Calidad del crudo

Propiedad	Límite Inferior	Límite Superior
Temperatura	90 ºF	120 ºF
Viscosidad	0 cSt	250 cSt a 100 ºF
Agua y Sedimentos (BSW)	0 %	0,5 % en volumen
Sal	0 PTB	20 PTB
Gravedad en grados API	24 º	33 º

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso público).

5.2 INFORMACIÓN DE ACCESO PRIVADO

La información publicada en este aparte, es de acceso privado ya que el tipo de consulta es exclusiva para los agentes que aparezcan inscritos. Esto ya que el tipo de información contenida es relevante para el desarrollo conjunto de la operación del/los oleoducto(s) con los terceros interesados, que efectivamente han llegado a un consenso y acuerdo con el transportador para las actividades de transporte de crudo por oleoducto.

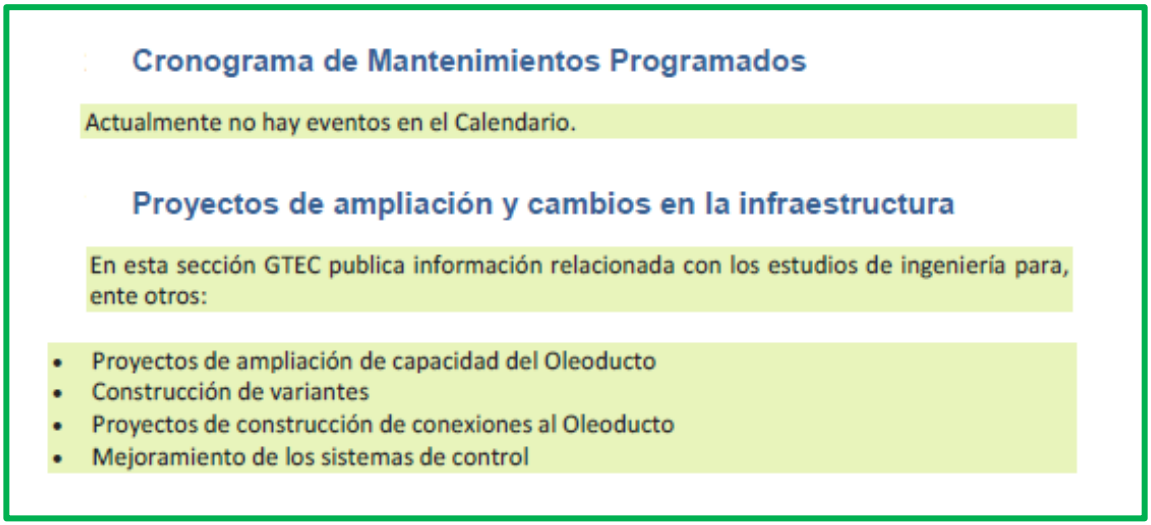
Los agentes inscritos, pueden sugerir modificaciones o comentarios al Manual del Transportador de la empresa dueña del/los oleoducto(s), para lo cual se presenta el siguiente formato el cual puede ser diligenciado virtualmente con los datos del agente y los asuntos que correspondan.

Ilustración 2. Página Web Modificaciones y comentarios al Manual del Transportador

Fuente: Pagina Web Gran Tierra Energy Colombia (GTEC), Acceso privado.

En los siguientes apartes, la empresa transportadora debe publicar los proyectos, cambios en la infraestructura y los mantenimientos programados en el/los oleoducto(s) que correspondan, de tal forma que los agentes se mantengan oportunamente informados de aquellos factores que restrinjan temporalmente el transporte de crudo por los ductos.

Ilustración 3. Numeral 2 y 3 Boletín de transporte por oleoducto (Acceso privado)



Cronograma de Mantenimientos Programados

Actualmente no hay eventos en el Calendario.

Proyectos de ampliación y cambios en la infraestructura

En esta sección GTEC publica información relacionada con los estudios de ingeniería para, ente otros:

- Proyectos de ampliación de capacidad del Oleoducto
- Construcción de variantes
- Proyectos de construcción de conexiones al Oleoducto
- Mejoramiento de los sistemas de control

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Al igual que en la información pública, es necesario publicar las capacidades del/los oleoducto(s) para información del/los agente(s).

Tabla 5. Capacidad efectiva Confirmada de los oleoductos

OLEODUCTO / SEGMENTO	CAPACIDAD NOMINAL	FACTOR SERVICIO	CAPACIDAD EFECTIVA
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	28800	0,958	27600
Uchupayaco - Santana (OUS)	28500	0,968	27600
Mary - Uchupayaco (OMU):			
¬ Segmento 1 (Mary – Linda)	15000	0,920	13800
¬ Segmento 2 (Linda – Toroyaco)	12500	0,956	11960
¬ Segmento 3 (Toroyaco – Uchupayaco)	20600	0,949	19550

*Volumen expresado en Barriles por día

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Adicionalmente se debe presentar el programa de transporte, de acuerdo a la nominación acordada entre transportador y agentes inscritos.

Tabla 6. Programa de Transporte

OLEODUCTO / SEGMENTO	PROGRAMA DE TRANSPORTE PARA MES DE OPERACIÓN*
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	27600
Uchupayaco - Santana (OUS)	27600
Mary - Uchupayaco (OMU):	
¬ Segmento 1 (Mary – Linda)	600
¬ Segmento 2 (Linda – Toroyaco)	600
¬ Segmento 3 (Toroyaco – Uchupayaco)	2800

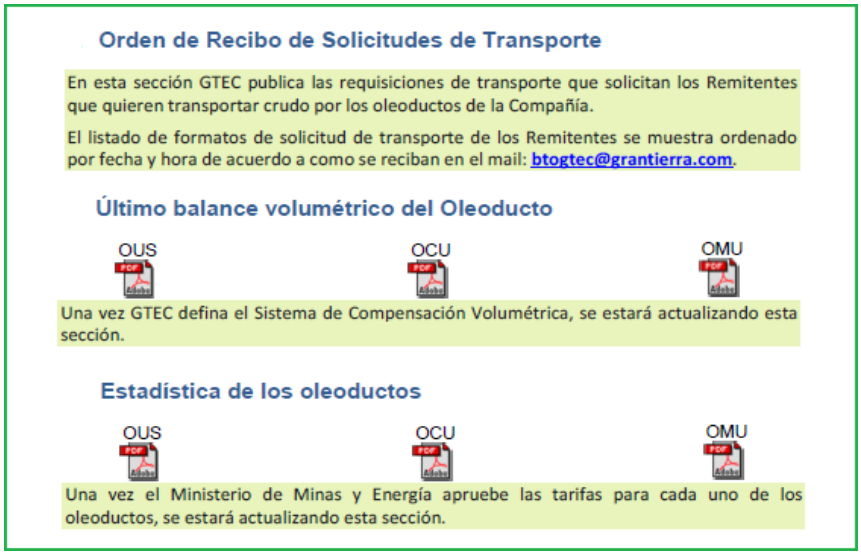
*Volumen expresado en Barriles por día

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

En esta sección Gran Tierra Energy publica las requisiciones de transporte que solicitan los remitentes que quieren transportar crudo por los oleoductos del transportador.

Se debe hacer la aclaración, que las solicitudes de transporte de los remitentes se muestra en un listado ordenado por fecha y hora de acuerdo a como sean recibidas en el correo electrónico asignado para el BTO.

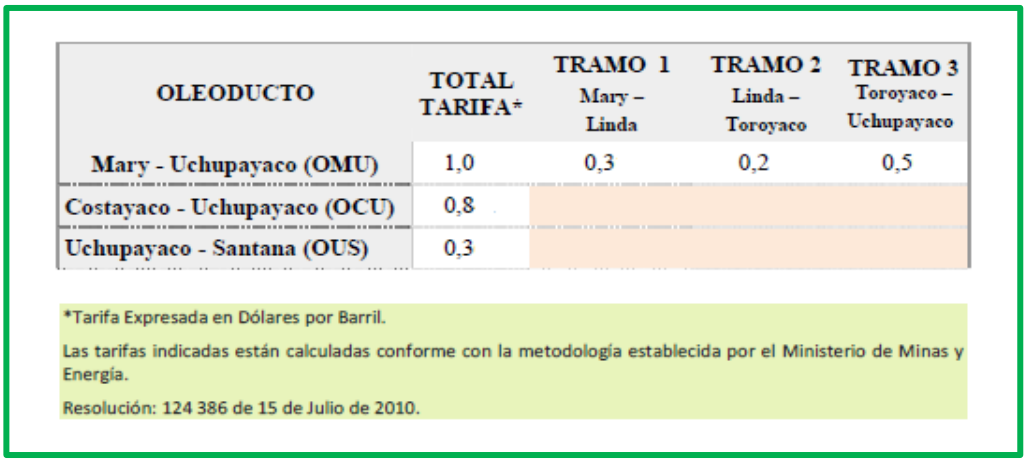
Ilustración 4. Numeral 6, 7 y 8 Boletín de transporte por oleoducto (Acceso privado)



Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Al igual que en la sección pública, se deben publicar las tarifas vigentes que se tienen en el/los oleoducto(s) y especialmente las correspondientes con los agentes inscritos.

Tabla 7. Tarifas vigentes de transporte por oleoducto



OLEODUCTO	TOTAL TARIFA*	TRAMO 1 Mary – Linda	TRAMO 2 Linda – Toroyaco	TRAMO 3 Toroyaco – Uchupayaco
Mary - Uchupayaco (OMU)	1,0	0,3	0,2	0,5
Costayaco - Uchupayaco (OCU)	0,8			
Uchupayaco - Santana (OUS)	0,3			

*Tarifa Expresada en Dólares por Barril.

Las tarifas indicadas están calculadas conforme con la metodología establecida por el Ministerio de Minas y Energía.

Resolución: 124 386 de 15 de Julio de 2010.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

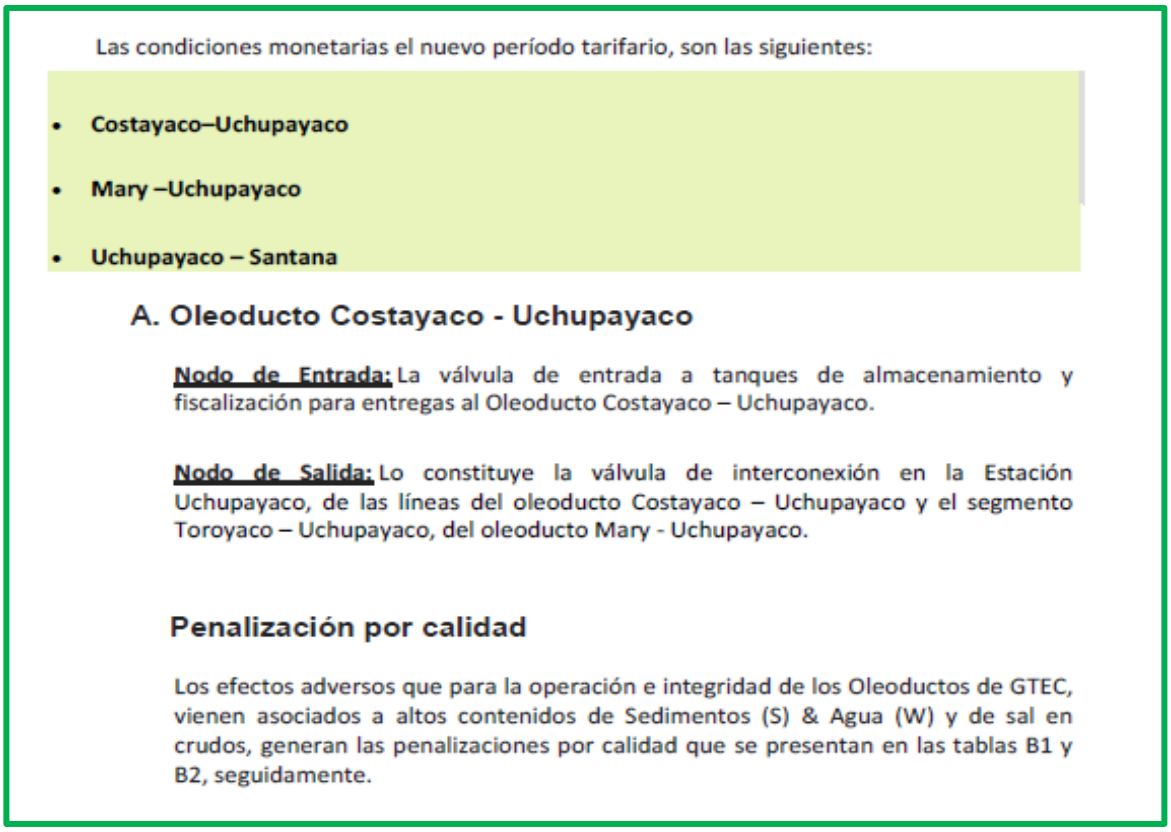
En cuanto a las condiciones monetarias, se debe publicar para cada tramo o sistema de oleoducto(s) lo correspondiente a las restricciones por contenidos de

sedimentos (S), agua (W) y sal, esto con el fin de garantizar la operación eficiente y la integridad del/los oleoducto(s).

En el caso en que no se cumplan dichas especificaciones, las condiciones monetarias se convierten en penalizaciones económicas que debe asumir el remitente.

A continuación se muestran dichas condiciones para cada oleoducto de Gran Tierra Energy (en los numerales A, B y C).

Ilustración 5. Condiciones Monetarias GTEC (Oleoducto Costayaco – Uchupayaco)



Las condiciones monetarias el nuevo período tarifario, son las siguientes:

- **Costayaco–Uchupayaco**
- **Mary –Uchupayaco**
- **Uchupayaco – Santana**

A. Oleoducto Costayaco - Uchupayaco

Nodo de Entrada: La válvula de entrada a tanques de almacenamiento y fiscalización para entregas al Oleoducto Costayaco – Uchupayaco.

Nodo de Salida: Lo constituye la válvula de interconexión en la Estación Uchupayaco, de las líneas del oleoducto Costayaco – Uchupayaco y el segmento Toroyaco – Uchupayaco, del oleoducto Mary - Uchupayaco.

Penalización por calidad

Los efectos adversos que para la operación e integridad de los Oleoductos de GTEC, vienen asociados a altos contenidos de Sedimentos (S) & Agua (W) y de sal en crudos, generan las penalizaciones por calidad que se presentan en las tablas B1 y B2, seguidamente.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

A continuación, se muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el porcentaje de BSW (sedimentos y agua contenidos por barril de crudo) de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte.

Tabla 8. Penalización por Contenido de BSW

CONTENIDO DE BSW % EN VOLUMEN	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
0,51 – 0,80	0,10	EL REMITENTE
0,81 – 1,00	0,20	EL REMITENTE
1,01 – 1,20	0,30	EL REMITENTE
1,21 – 1,50	0,40	EL REMITENTE
> a 1,51	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

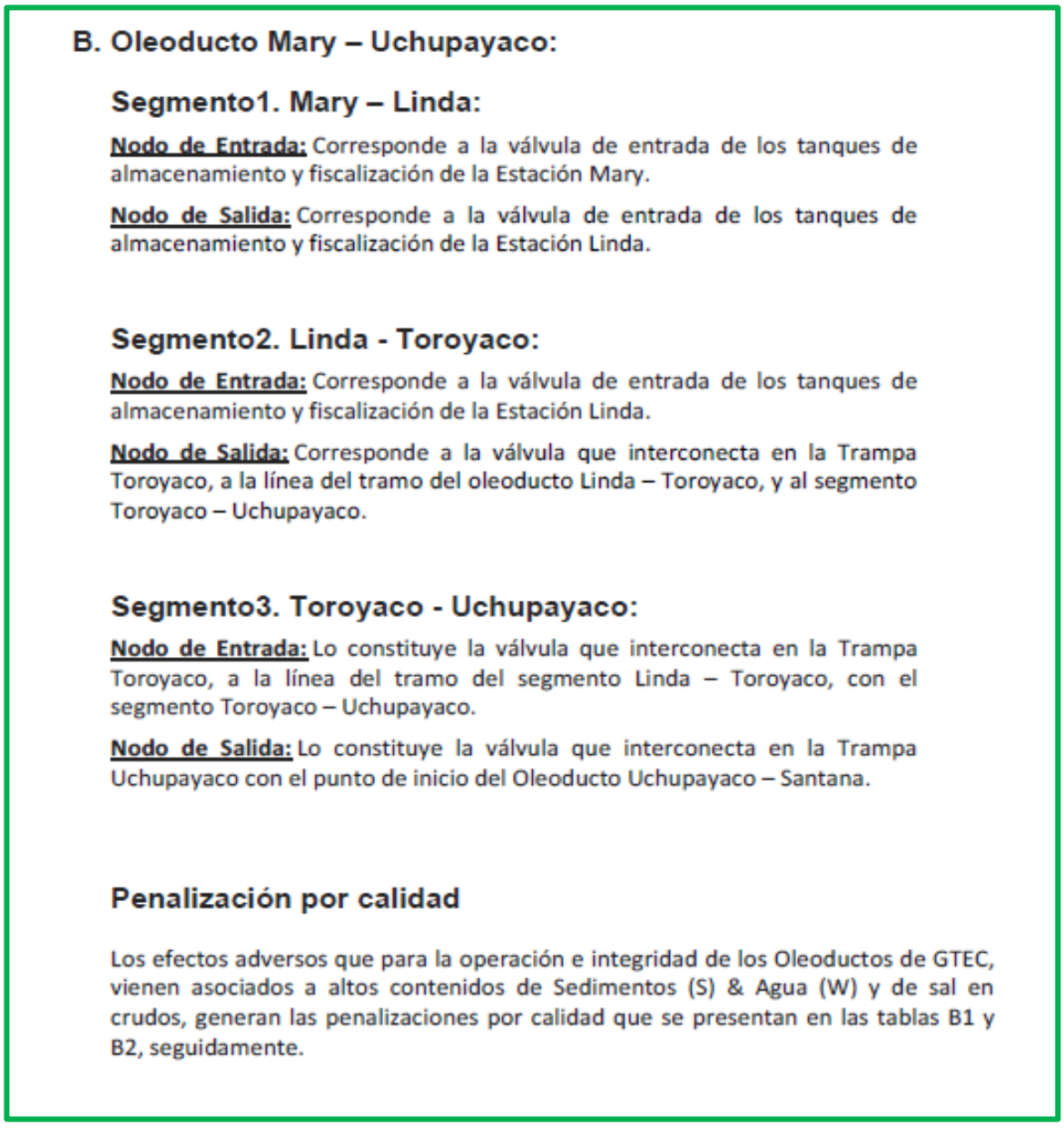
Al igual que la penalización por BSW, la siguiente tabla muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el contenido de Sal de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte y factores de corrosión para el uso de los ductos.

Tabla 9. Penalización por Contenido de SAL

CONTENIDO DE SAL LIBRAS POR CADA MIL BARRILES	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
20,1 – 30,0	0,160	EL REMITENTE
30,1 – 40,0	0,180	EL REMITENTE
40,1 – 60,0	0,200	EL REMITENTE
60,1 – 80,0	0,220	EL REMITENTE
80,1 – 100,0	0,240	EL REMITENTE
≥ a 100,1	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Ilustración 6. Condiciones Monetarias GTEC Oleoducto Mary – Uchupayaco



B. Oleoducto Mary – Uchupayaco:

Segmento1. Mary – Linda:

Nodo de Entrada: Corresponde a la válvula de entrada de los tanques de almacenamiento y fiscalización de la Estación Mary.

Nodo de Salida: Corresponde a la válvula de entrada de los tanques de almacenamiento y fiscalización de la Estación Linda.

Segmento2. Linda - Toroyaco:

Nodo de Entrada: Corresponde a la válvula de entrada de los tanques de almacenamiento y fiscalización de la Estación Linda.

Nodo de Salida: Corresponde a la válvula que interconecta en la Trampa Toroyaco, a la línea del tramo del oleoducto Linda – Toroyaco, y al segmento Toroyaco – Uchupayaco.

Segmento3. Toroyaco - Uchupayaco:

Nodo de Entrada: Lo constituye la válvula que interconecta en la Trampa Toroyaco, a la línea del tramo del segmento Linda – Toroyaco, con el segmento Toroyaco – Uchupayaco.

Nodo de Salida: Lo constituye la válvula que interconecta en la Trampa Uchupayaco con el punto de inicio del Oleoducto Uchupayaco – Santana.

Penalización por calidad

Los efectos adversos que para la operación e integridad de los Oleoductos de GTEC, vienen asociados a altos contenidos de Sedimentos (S) & Agua (W) y de sal en crudos, generan las penalizaciones por calidad que se presentan en las tablas B1 y B2, seguidamente.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

A continuación, se muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el porcentaje de BSW (sedimentos y agua contenidos por barril de crudo) de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte.

Tabla 10. Penalización por Contenido de BSW

CONTENIDO DE BSW % EN VOLUMEN	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
0,51 – 0,80	0,10	EL REMITENTE
0,81 – 1,00	0,20	EL REMITENTE
1,01 – 1,20	0,30	EL REMITENTE
1,21 – 1,50	0,40	EL REMITENTE
> a 1,51	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

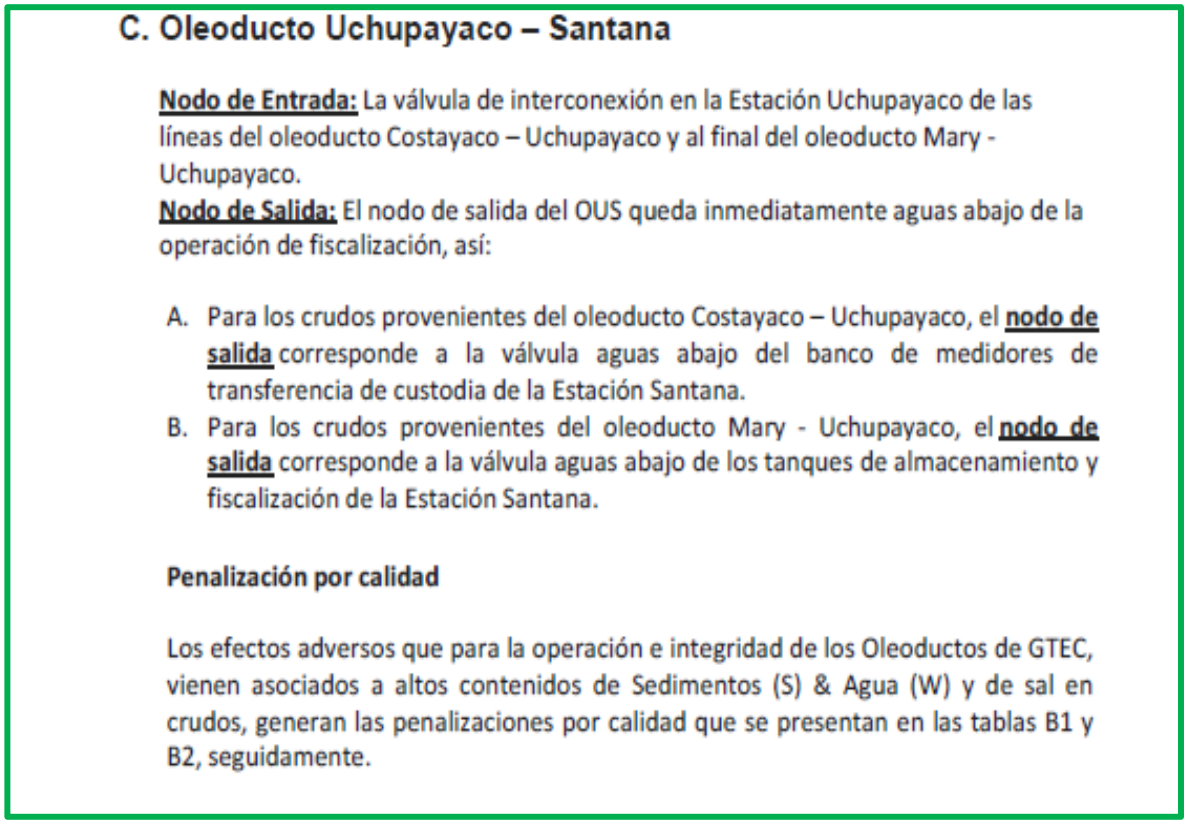
Al igual que la penalización por BSW, la siguiente tabla muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el contenido de Sal de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte y factores de corrosión para el uso de los ductos.

Tabla 11. Penalización por Contenido de SAL

CONTENIDO DE SAL LIBRAS POR CADA MIL BARRILES	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
20,1 – 30,0	0,160	EL REMITENTE
30,1 – 40,0	0,180	EL REMITENTE
40,1 – 60,0	0,200	EL REMITENTE
60,1 – 80,0	0,220	EL REMITENTE
80,1 – 100,0	0,240	EL REMITENTE
≥ a 100,1	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Ilustración 7. Condiciones Monetarias GTEC (Oleoducto Uchupayaco - Santana)



C. Oleoducto Uchupayaco – Santana

Nodo de Entrada: La válvula de interconexión en la Estación Uchupayaco de las líneas del oleoducto Costayaco – Uchupayaco y al final del oleoducto Mary - Uchupayaco.
Nodo de Salida: El nodo de salida del OUS queda inmediatamente aguas abajo de la operación de fiscalización, así:

A. Para los crudos provenientes del oleoducto Costayaco – Uchupayaco, el **nodo de salida** corresponde a la válvula aguas abajo del banco de medidores de transferencia de custodia de la Estación Santana.
B. Para los crudos provenientes del oleoducto Mary - Uchupayaco, el **nodo de salida** corresponde a la válvula aguas abajo de los tanques de almacenamiento y fiscalización de la Estación Santana.

Penalización por calidad

Los efectos adversos que para la operación e integridad de los Oleoductos de GTEC, vienen asociados a altos contenidos de Sedimentos (S) & Agua (W) y de sal en crudos, generan las penalizaciones por calidad que se presentan en las tablas B1 y B2, seguidamente.

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

La siguiente tabla muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el porcentaje de BSW (sedimentos y agua contenidos por barril de crudo) de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte.

Tabla 12. Penalización por Contenido de BSW

CONTENIDO DE BSW % EN VOLUMEN	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
0,51 – 0,80	0,10	EL REMITENTE
0,81 – 1,00	0,20	EL REMITENTE
1,01 – 1,20	0,30	EL REMITENTE
1,21 – 1,50	0,40	EL REMITENTE
> a 1,51	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Tabla 13. Penalización por Contenido de SAL

Al igual que la penalización por BSW, la siguiente tabla muestra la penalización en U$ por barril, dependiendo el contenido de Sal de acuerdo a los rangos establecidos por el dueño del/los oleoducto(s), con el objetivo de garantizar un óptimo transporte y factores de corrosión para el uso de los ductos.

CONTENIDO DE SAL LIBRAS POR CADA MIL BARRILES	PENALIZACIÓN DÓLARES DE U.S.A. POR BARRIL (U$/BARRIL)	A CARGO DE
20,1 – 30,0	0,160	EL REMITENTE
30,1 – 40,0	0,180	EL REMITENTE
40,1 – 60,0	0,200	EL REMITENTE
60,1 – 80,0	0,220	EL REMITENTE
80,1 – 100,0	0,240	EL REMITENTE
≥ a 100,1	NO SE PUEDE TRANSPORTAR	EL REMITENTE

Fuente: Gran Tierra Energy Colombia, Boletín Transporte por Oleoducto (acceso privado).

Dado que el Boletín de Transporte por Oleoducto es una página web de consulta pública, lo recomendable es que la misma se incorpore en la página web corporativa de la empresa transportadora (para el caso de Gran Tierra es http://grantierra.com/operations/colombia/bto-public.html), además es deber del MME verificar que sea posible esta consulta de forma virtual para que los interesados la puedan realizar cuando así la requieran. Adicionalmente para el acceso privado debe designarse un password y una contraseña para que únicamente los agentes aprobados puedan consultar esta información.

6 MODELO EN EXCEL PARA EL CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

De acuerdo como lo enuncia el numeral 4 del artículo 3 de la resolución 18 1258 del 14 de Julio de 2010, la Dirección de Hidrocarburos determino la metodología para fijar las tarifas de transporte por oleoducto teniendo como producto final la resolución 124 386 de 2010, la cual establece puntualmente la fórmula matemática para el cálculo de la(s) tarifa(s) de los oleoductos reemplazando la resolución 9-035 de 1994 emitida por el Ministerio de Minas y Energía.

Con base en lo anterior, el/los propietario(s) del/los oleoducto(s) procede a calcular una tarifa base con base en la formula tarifaria del Artículo 11 de la resolución 124 386 del 15 de julio de 2010[18]:

$$T = \left(\frac{Y + C + A}{Q}\right) + CV$$

si es un trayecto no ampliado

$$T = \left(\frac{Y}{min\{Q, 0.85 * QMAX\}}\right) + \left(\frac{C + A}{Q}\right) + CV$$

si es un trayecto nuevo o uno ampliado

Dónde:

$\boldsymbol{T}$ = Tarifa a aplicar por barril de crudo a transportar
$\boldsymbol{Y}$ = Ingreso anual reconocible por inversión
$\boldsymbol{C}$ = Ingreso anual reconocible por gastos fijos de AOM
$\boldsymbol{A}$ = Ingreso anual reconocible o descontable por ajuste
$\boldsymbol{Q}$ = Volumen anual equivalente de crudo a transportar
$\boldsymbol{QMAX}$ = Capacidad de diseño del trayecto nuevo o ampliado
$\boldsymbol{CV}$ = Costo variable de operación por barril de crudo

La primera vez que se realiza el cálculo se considera a la misma como tarifa base, que es la misma que se publica en el BTO y con la cual se abre la convocatoria.

Una vez se da el proceso de mediación con los agentes (terceros interesados) o con el MME, se utiliza esta misma metodología ajustando las cifras en la etapa

[18] Una descripción más detallada de cada uno de los términos aparece en el numeral 3.3 Fundamentación Conceptual, por lo que es conveniente revisarla antes de empezar a calcular cualquier tarifa.

donde corresponda (de acuerdo a los comentarios) hasta llegar a un acuerdo entre las partes. Adicionalmente es una herramienta útil de simulación (junto con el modelo de Excel) para definir la mejor estrategia comercial de acuerdo a la posición de la Empresa.

A continuación se describe el paso a paso de acuerdo al modelo estándar de Excel que se utiliza para los cálculos, haciendo la aclaración de que las cifras corresponden a datos reales del oleoducto Costayaco – Uchupayaco, propiedad de Gran Tierra Energy Colombia.

6.1. COSTO DE CAPITAL (WACC)

El costo de capital es determinado a partir de la tabla anexa de la Resolución 124 386 del 15 de julio de 2010, y la instrucción de transitoriedad[19] en el Parágrafo 2 de su artículo11, según se muestra en la tabla 14.

Tabla 14. Wacc para los dos primeros periodos tarifarios

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
WACC real después de impuestos	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***	***10.22%***
WACC real antes de impuestos	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%	15.25%

Fuente: Autor

Con base en el WACC después de impuestos (10,22%) calculamos el WACC antes de impuestos (15,25%) el cual utilizamos para traer a valor presente cada uno de los parámetros: Y-C-A-CV que expresa la fórmula para cálculo de tarifa(s).

6.2. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR INVERSIÓN (Y)

Para el cálculo de esta variable es preciso definir las inversiones iniciales (realizadas en el pasado) y futuras que aplican en el oleoducto en consideración o el tramo de oleoducto, incluyendo todos los activos, infraestructura y elementos que componen el sistema.

A continuación se muestra el ejemplo particular para el oleoducto Costayaco-Uchupayaco propiedad de Gran Tierra Energy Colombia.

[19] Transitoriedad. Para el primer período tarifario a partir de que entre en vigencia esta resolución, la tasa será de 10,22%, correspondiente al promedio entre la tasa de 12% utilizada en ejercicios anteriores de fijación de tarifas y la mencionada tasa calculada con endeudamiento de 40%, y para el segundo período tarifario será de 9,39%, tasa calculada con endeudamiento de 20% y los demás parámetros estimados en el estudio aludido.

La tabla 15 muestra que ninguna de las inversiones de construcción y mejoramiento del oleoducto han sido amortizadas o depreciadas para propósitos tarifarios anteriores.

Las consideraciones principales en la tabla 15 son:

- Inversión inicial del oleoducto (US$4,045,000) con depreciación a 10 años.
- Inversión efectuada para la construcción de la Estación Costayaco, por valor de US$5,880,149.
- Inversiones en ampliación de capacidad de las instalaciones eléctricas efectuadas en 2011 por valor de US$218,877.
- Inversión en mejoramiento de la medición, por valor de USD$43,320.

Se seleccionó un tiempo de recuperación de inversión de diez (10) años, la cual excede la limitación de un tiempo de recuperación de inversión de mínimo dos (2) períodos tarifarios[20], contemplada en el parágrafo 4 del artículo 11 de esta Resolución.

Tabla 15. Inversiones netas a 30 de junio 2011

Inversión	Valor Inicial	Año de Inversión	Tiempo de recuperación, años	Depreciación & Amortización hasta @30 Jun. 2011	Saldo Capital no recuperado @30 Jun. 2011
Construcción	4.045.000,00	2011	10	-	4.045.000,00
Estación de bombeo Costayaco	5.880.149,00	2011	10	-	5.880.149,00
Inversión y adecuaciones eléctricas en Estación Bombeo	218.877,00	2011	10	-	218.877,00
Nueva inversión 2010 (Medición)	43.319,97	2011	10	-	43.319,97
Total inversiones	**10.187.345,97**			**-**	**10.187.345,97**

Fuente: Autor

La tabla 16 muestra la proyección de inversiones para el período tarifario 2011 – 2018, cuyos contenidos se explican seguidamente.

Se considera un presupuesto anual de inversiones para los siguientes dos periodos tarifarios (cada uno de 4 años empezando en el 2011 justo después de la

[20] "Parágrafo 4. (…).Dentro del proceso de fijación de las tarifas para un nuevo período tarifario, el transportador podrá fijar el período de recuperación de la inversión, informándolo a la Dirección de Hidrocarburos en el mismo documento soporte de la tarifa, siempre que dicho período de recuperación sea mayor o igual que dos (2) períodos tarifarios, es decir, ocho (8) años."

expedición de las resoluciones en el 2010) el cual se compone de los siguientes componentes:

- Reparaciones menores.
- Inversiones futuras de mantenimiento.
- Pintura de los ductos.

Tabla 16. Inversiones futuras 2011 - 2018

Inversiones	Inversión Anual, Col$	Inversión Anual, USD	Año de Inversión	Tiempo de recuperación, años
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2011	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2012	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2013	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2014	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2015	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2016	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2017	10
Presupuesto anual de inversiones	20.271.824,00	10.558,24	2018	10
		84.465,93		

Fuente: Autor

Para el cálculo del ingreso anual reconocible por inversión “Y” se utiliza la fórmula del anexo 1 descrita en esta resolución, junto con los valores correspondientes a las inversiones registradas en las tablas 15 y 16, y las proyecciones de inversiones para el período 2011 – 2018, según se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Ingreso anual reconocible por inversión

	2011	***2012***	***2013***	***2014***	***2015***	***2016***	***2017***	***2018***
Tiempo de recuperación de la inversión, años (n)	*10*							
WACC, Antes de impuestos	*15,25%*							
Saldo por recuperar de la inversión inicial oleoducto	*10.187.345,97*							
Tarifarios distrintos al inicial	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*	*10.558,2*
TOTAL INVERSIONES	***10.197.904,2***	***10.558,2***	***10.558,2***	***10.558,2***	***10.558,2***	***10.558,2***	***10.558,2***	***10.558,2***
INVERSIONES DESCONTADAS A AÑO 1	*10.197.904,21*	*9.160,87*	*7.948,43*	*6.896,47*	*5.983,72*	*5.191,78*	*4.504,66*	*3.908,47*
TOTAL INVERSIONES DESCONTADAS A AÑO 1 VPN	*10.241.498,61*							
FACTOR DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL	*0,1746*							
INGRESO ANUAL POR INVERSIÓN	*1.787.717,28*							
INGRESO UNITARIO ANUAL POR INVERSIÓN	***USD 0,412***							

Fuente: Autor

6.3. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE POR GASTOS FIJOS DE AOM (C)

La tabla 18 muestra los cálculos y resultados obtenidos para este factor de ingreso, a partir de las proyecciones de costos por administración, operación y mantenimiento, elaboradas con base en el opex (gastos fijos directos) y los costos de overhead (gastos fijos indirectos) asociados a la operación directa del sistema Costayaco-Uchupayaco (basándose directamente en los datos históricos registrados en el centro de costos de este oleoducto).

Adicionalmente, se utiliza la fórmula del anexo 2 descrita en esta resolución asumiendo dos periodos tarifarios (hasta el 2018 como se hizo anteriormente).

Tabla 18. Ingreso anual reconocible por gastos fijos de AOM

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GASTOS FIJOS DIRECTOS TOTALES DEL OLEODUCTO	1.386.358,2	1.386.385,2	1.386.385,2	1.386.385,2	1.386.385,2	1.386.385,2	1.386.385,2	1.386.385,2
GASTOS FIJOS INDIRECTOS TOTALES DEL OLEODUCTO	23.535,3	23.535,3	23.535,3	23.535,3	23.535,3	23.535,3	23.535,3	23.535,3
TOTAL GASTOS AOM CORRIENTES	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**	**1.409.893,60**
WACC DESPUES DE IMPUESTOS "u"	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**
TOTAL GASTOS AOM DESCONTADAS A AÑO 1	1.279.163,10	1.160.554,43	1.052.943,60	955.310,83	866.730,93	786.364,48	713.449,90	647.296,23

TOTAL GASTOS AOM DESCONTADAS A AÑO 1 VPN	7.461.813,49
FACTOR DE AJUSTE 6 MESES	1,04986
TOTAL GASTOS AOM DESCONTADAS A AÑO 1/2	7.833.838,12
FACTOR DE GASTO FIJO AOM ANUAL EQUIVALENTE AÑO 1 AL 8	0,171428
AÑO 1 AL 8	1.342.938,50
TOTAL INGRESO UNITARIO POR COSTOS FIJOS	**USD 0,309**

Fuente: Autor

6.4. COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN POR BARRIL DE CRUDO (CV)

Para el cálculo de este componente, lo primero que se considera, es el volumen de crudo que se transporta y se va a transportar por el oleoducto para los siguientes dos periodos tarifarios (hasta el 2018) de acuerdo a la capacidad del oleoducto[21]; los barriles por año (BPA) para el caso de Gran Tierra provienen de los datos históricos para el 2011 – 2012 y del forecast de producción del departamento de yacimientos hasta el 2018.

Adicionalmente, haciendo uso de la fórmula del anexo 4 de esta resolución se construye la tabla 19 que se muestra a continuación:

[21] Revisar en el BTO los tipos de capacidad a los que se refiere la resolución 18 1258 de julio 14 de 2010.

Tabla 19. Volumen total equivalente de crudo a transportar

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Barriles por año (BPA)	5.909.440,0	6.286.738,1	5.191.364,9	4.589.421,1	3.886.825,2	3.231.903,4	2.775.955,1	2.173.861,8
WACC, DESPUES DE IMPUESTOS "u"	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**
Barriles por año (Año 1)	5.361.495,19	5.174.930,91	3.877.040,46	3.109.684,18	2.389.422,64	1.802.585,72	1.404.719,45	998.041,68

TOTAL VOLUMEN CRUDO DESCONTADOS A AÑO	24.117.920,24
TOTAL VOLUMEN CRUDO ANUAL EQUIVALENTE AÑO 1 AL 8	**4.340.618**

Fuente: Autor

Para calcular el costo variable de operación, se debe considerar en primera instancia el componente variable del gasto operacional[22], que para el caso de Gran Tierra es de U$ 594.153, luego diviendo por el volumen real transportado del oleoducto Costayaco – Uchupayaco de 5´909.440 Bls/año tenemos un costo variable anual unitario por U$ 0.101, el cual se multiplica por los barriles por año (BPA) el costo variable por volumen en términos corrientes. Para el resto de los cálculos, se aplica la fórmula del anexo 5 de esta resolución, como se muestra en la tabla 20.

Tabla 20. Costo variable de operación por barril de crudo

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Costo variable unitario	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10	USD 0,10
TOTAL CV x Volumen términos corrientes	594.153,5	632.088,3	521.956,0	461.434,7	390.793,5	324.945,6	279.103,2	218.566,8
WACC DESPUES DE IMPUESTOS "u"	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**	**10,22%**
TOTAL CV X VOLUMEN DESCONTADAS A AÑO 1	539.061,45	520.303,69	389.809,74	312.657,34	240.240,00	181.237,59	141.234,87	100.346,22

TOTAL CV X VOLUMEN DESCONTADAS A AÑO 1	2.424.890,91
TOTAL CV X VOLUMEN ANUAL EQUIVALENTE AÑO 1 AL 8	436.419,29
TOTAL CV ANUAL EQUIVALENTE AÑO 1 AL 8	**USD 0,101**

Fuente: Autor

6.5. APORTE AL FONDO DE ABANDONO (aFA)

Conforme el parágrafo dos del artículo tercero de esta resolución. Este valor será tenido en cuenta y podrá ser cobrado por barril de crudo transportado cuando el

[22] El opex para el caso de Gran Tierra tiene dos componentes: una proporción fija del 70% y un componente variable del 30%. En este sentido, del costo total anual de U$1´980.511,75, el costo anual variable es de U$594.153,53.

transportador decida el período de recuperación de la inversión en los términos del parágrafo 4 del artículo 11 de esta resolución y presente a la Dirección de Hidrocarburos el estudio allí mencionado, debidamente avalado por el revisor fiscal.

Para el caso de Gran Tierra, se ha supuesto un período de tiempo de diez (10) años para recolección de los recursos que constituyen el fondo de abandono, dado que ese es el tiempo estimado de funcionamiento para el oleoducto Costayaco - Uchupayaco, cuyo monto fue estimado por el Consultor Privado "Ecoforest" en U$ 630.190,35.

Adicionalmente, se aplica la fórmula del anexo 5 de esta resolución, como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21. Costo fondo de abandono

COSTO FONDO DE ABANDONO	
Tiempo de recuperación de la inversión, años (n)	*10*
WACC, después de impuestos	*10,22%*
Factor para cálculo de recuperación de fondo de abandono	0,1491
Costo del Fondo de Abandono, FA	USD 630.190,35
Valor anual del fondo de abandono, aFA	USD 93.932,01
Valor unitario del fondo de abandono	**USD 0,022**

Fuente: Autor

6.6. INGRESO ANUAL RECONOCIBLE O DESCONTABLE POR AJUSTE (A)

Este ajuste deberá presentarse en el período tarifario 2015 – 2018, de acuerdo con los lineamientos de la resolución, se tiene claro que este componente se empieza a calcular a partir del segundo periodo tarifario (2015 por otros 4 años) y básicamente consiste en recalcular la tarifa para el/los oleoducto(s) una vez se tengan los datos históricos reales del primer periodo tarifario como soporte de los nuevos cálculos.

6.7. TARIFA DEL TRAYECTO (T)

La tabla 22 recoge los valores individuales de ingreso anual correspondientes a la Inversión (Y), Costo fijo (C), Costo variable (CV) y Fondo de Abandono (aFA) y los suma para al final obtener la tarifa para el trayecto Costayaco – Uchupayaco, la cual aplica para el período tarifario que se inicia a partir del 1 de Julio de 2011, atendiendo las disposiciones de esta resolución.

Tabla 22. Tarifa del trayecto

Inversión	USD 0,412	*49%*
Costo fijo	USD 0,309	*37%*
Ajuste	USD 0,000	*0%*
Costo variable	USD 0,101	*12%*
Fondo abandono	USD 0,022	*3%*
Total tarifa:	**USD 0,843**	**100%**

Fuente: Autor

7 CONCLUSIONES

La realización de este proyecto permitió diseñar un modelo estándar de gran utilidad para el cálculo de las tarifas de los oleoductos de la Organización, el cual permite no solo cumplir con los requerimientos legales exigidos por el Ministerio de Minas y Energía y demás entes oficiales, sino que de acuerdo al modelo en Excel se realizan los cálculos de una manera eficiente al ahorrar tiempo y recurso al tener definidos los parámetros. Adicionalmente, permite replicar los cálculos futuros y el uso de simulación para alinear las tarifas con la(s) estrategia(s) de la Compañía.

Con el desarrollo de los diferentes entregables contenidos en este trabajo, es posible compartirlos y socializarlos al interior de Gran Tierra, lo que permite de una manera tangible hacer un análisis objetivo de la información logrando una adaptación más sencilla al interior de la misma. A continuación se muestran los más importantes.

Con la guía para el cálculo de tarifas, se logró definir un diagrama de flujo con el paso a paso para el cálculo de la(s) tarifa(s) de los oleoductos.

Con la metodología de aplicación de las condiciones de transporte de crudo por oleoducto, se definió por medio de un diagrama de flujo, el procedimiento para la elaboración del Boletín de Transporte por Oleoducto.

Con base en la guía para el cálculo de tarifa y el BTO, se construyó el modelo de cálculo de tarifas de transporte de crudo por oleoducto en Excel, lo que permitió estandarizar cada uno de los componentes de la formula tarifaria para al final arrojar los resultados aplicables para cada oleoducto. Esto permite la construcción de diferentes escenarios para cálculos adicionales a los que haya lugar, sin necesidad de que el usuario requiera el conocimiento de los conceptos financieros implícitos al interior del modelo.

Con el desarrollo de este trabajo, es posible la integración de áreas y/o departamentos como Producción, Finanzas, Comercial y Jurídica principalmente, ya que se maneja una única información al interior de la organización y el medio de consulta es único al tener en ambiente web publicadas las tarifas y las condiciones de transporte.

Se reducen los problemas comerciales con los socios y/o agentes al definir las tarifas a aplicar para el transporte por oleoducto; adicionalmente que se logra concretar los Contratos de Transporte entre los interesados.

Se reducen los conflictos de intereses, reclamaciones y desacuerdos entre las compañías o terceros involucrados, ya que no se incurre en cobros mal sustentados al tener un modelo estándar que soporta los cálculos.

Se reducen los problemas jurídicos con los socios y/o entes gubernamentales que regulan el transporte de crudo por oleoducto en Colombia.

Finalmente se evitan problemas de sanciones y multas con las entidades que exigen el cumplimiento de las legislaciones correspondientes y los marcos legales definidos.

8 RECOMENDACIONES

Aunque todo lo expuesto en este trabajo se encuentra sustentado de acuerdo a lo contenido en las resoluciones 124 386 de julio 15 de 2010 y 18 1258 de julio 14 de 2010, las metodologías descritas en los numerales 5,6 y 7 fueron construidas con base en la experiencia personal de las reuniones realizadas con el Ministerio de Minas y Energía, Gran Tierra Energy y Ecopetrol; por lo que personalmente propongo seguir el orden descrito en este numeral ya que a mi juicio permite ahorrar tiempo y recursos en el cumplimiento de las exigencias contempladas en dichas resoluciones.

Una vez realizado todo el proceso descrito por las resoluciones la recomendación personal es el de siempre buscar acuerdo con los remitentes interesados, ya que permite eficientemente avanzar en el proceso que si se espera mediación por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Aunque en este documento se encuentran los apartes más importantes descritos en las resoluciones 124 386 de julio 15 de 2010 y 18 1258 de julio 14 de 2010 para cumplir las condiciones allí contempladas, recomiendo leer y entender en su totalidad las mismas para entender el contexto y la visión del Ministerio de Minas y Energía, lo cual es de vital importancia para el momento de sustentar los cálculos específicamente en la Dirección de Hidrocarburos y con otras compañías o terceros interesados.

Adicionalmente, considerando que esto es un proceso iterativo, se recomienda que los usuarios del modelo lean este documento varias veces y cada vez que se haga un nuevo cálculo o se modifiquen las condiciones de transporte, con el fin de contemplar todos los escenarios y las variables en juego que justifiquen un control de cambios.

Finalmente, dado que cada empresa es única y tiene diferentes condiciones de operación; la recomendación es que cada organización debería desarrollar un modelo particular y una metodología propia, para de esta forma garantizar un estándar al interior de la organización que garantice la incorporación de las mejores prácticas.

BIBLIOGRAFÍA

Brealey, R. A. (2008). *Principios de Finanzas Corporativas* (Vol. 7). Mc Graw Hill.

Myers, S. C. (2008). *Principios de Finanzas Corporativas* (Vol. 7). Mc Graw Hill.

Gran Tierra Energy Colombia. (Enero de 2012). *Boletín de transporte por Oleoductos Gran Tierra Energy Colombia.* Recuperado en Febrero de 2014, de http://grantierra.com/upload/media_element/55/07/bolet%C3%ADn-de-transporte-por-oleoductos---bto.pdf

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (15 de Julio de 2010). *Fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos.* Recuperado en Febrero de 2014, de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/6307.doc

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (14 de Julio de 2010). *Resolucion Nº 18-1258.* Recuperado en Febrero de 2014, de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/6307.doc

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO. (2009). *Superintendencia de Industria y Comercio.* Recuperado en Enero de 2014, de http://www.sic.gov.co/documents/10157/c6c0947a-5188-4760-b5e9-26f8b30296c7