ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 7

2 CARACTERIZACIÓN ACTUALIZADA DEL SECTOR DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS 9

2.1 Identificación de información 9

2.2 Solicitud de información a agentes 9

2.3 Perspectivas de los agentes 10

2.4 Evolución de la Situación de la producción de crudos 14

2.5 Comportamiento del transporte de crudos 20

2.6 Caracterización técnica, información por tramo 22

3 ANÁLISIS ACTUAL DE REGULACIÓN Y NORMATIVIDAD, SU IMPACTO Y CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES 71

3.1 Aspectos legales 71

3.2 Aspectos Normativos 93

4 ANÁLISIS DE LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL ACTUAL DEL SECTOR 113

4.1 Estudios previos y sus conclusiones 113

4.2 Aspectos que según los agentes puede revisarse dentro del esquema organizacional y operativo del sector transporte 115

4.3 Descripción de aspectos del "midstream" características de crudos transportados, aspectos de producción, propiedad 116

4.4 Descripción de las características de los transportadores y como atienden el mercado 117

4.5 Participación en el transporte de crudo 117

4.6 Participación en la remisión de crudo 117

4.7 Impactos de la organización industrial 117

5 ANÁLISIS DE LA DINÁMICA COMPETITIVA ACTUAL DEL SECTOR 118

5.1 Estudios previos 118

5.2 Competitividad de la producción de crudos 119

5.3 Indicadores de competencia en transporte 119

6 ANÁLISIS DE COMPETENCIA DEL ACCESO A LOS OLEODUCTOS EN EL PAÍS 120
6.1 Empleo del sistema de transporte 120
6.2 Perspectivas de los agentes sobre el acceso 122
6.3 Áreas de mercado 123
7 ESTADO DEL ARTE EN METODOLOGIAS TARIFARIAS 124
7.1 Metodología Tarifaria en Ecuador 124
7.2 Metodología Tarifaria en Canadá 131
7.3 Metodología Tarifaria en Argentina 138
7.4 Metodología Tarifaria en México 147
7.5 Metodología Tarifaria en Estados Unidos 153
8 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE REGLAMENTACIÓN Y METODOLOGÍAS ACTUALES PARA LA REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA 159
8.1 Descripción de las teorías de metodologias Tarifarias 159
8.2 Descripción de la metodología Colombiana para tarifación de Oleoductos 160
9 COHERENCIA SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN Y LA OPERACIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE DE CRUDO A TRAVÉS DE OLEODUCTOS EN COLOMBIA 163
9.1 Perspectivas de los agentes 163
9.2 Coherencia con respecto a las necesidades operativas en relación con Calidades de crudos, condiciones operativas y claridad a agentes 163
9.3 Coherencia de la implementación de la regulación con base a las ventajas y desventajas y la experiencia internacional 169
10 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LOS ACTIVOS DEL SECTOR DEL TRANSPORTE DE CRUDO 171
11 ELABORACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS 177
11.1 Revenue cap 177
11.2 Price cap 178
11.3 Troncales y Aferentes o ramales 179
11.4 Estampilla: 180
11.5 Comparación de las metodologías propuestas 181

12 CONCLUSIONES 183
13 BIBLIOGRAFIA 188
14 ANEXOS 192
14.1 Publicaciones del Código de Petróleos, ... 192
14.2 Análisis formulación y aplicación de la compensación volumétrica por calidad (CVC) 192

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Tipos de crudo 16
Tabla 2-2. Sistemas de oleoductos operados y controlados por empresa..... 23
Tabla 2-3. Sistemas de oleoductos operados y controlados por OCENSA 40
Tabla 2-4. Distribución geográfica de la infraestructura por departamentos..... 69
Tabla 3-1. Regulación expedida en materia de metodología tarifaria..... 87
Tabla 3-2. Requisitos CENIT 102
Tabla 3-3. Requisitos OCENSA livianos 103
Tabla 3-4. Requisitos OCENSA Pesados 104
Tabla 3-5. Requisitos OCENSA extrapesados..... 104
Tabla 3-6. Requisitos Oleoducto de Colombia 105
Tabla 3-7. Requisitos Oleoducto Bicentenario 105
Tabla 3-8. Requisitos Oleoducto de los llanos 106
Tabla 3-9. Requisitos Mansarovar 107
Tabla 3-10. Requisitos HOCOL _OAM 107
Tabla 3-11. Requisitos HOCOL _OLH&OOP 108
Tabla 3-12. Requisitos Frontera..... 108
Tabla 3-13. Requisitos Gran Tierra 109
Tabla 3-14. Requisitos EQUION 109
Tabla 3-15. Requisitos Occidental 110
Tabla 3-16. Requisitos ECOPETROL 110
Tabla 3-17. Requisitos Perenco..... 111
Tabla 3-18. Requisitos Oleoducto del Norte de Colombia..... 111
Tabla 4-1. Producción por operadores, los 10 mayores productores 116
Tabla 5-1. Proceso de negociación para llegar a tarifas..... 118
Tabla 7-1. Tarifas de Transporte por Oleoducto en Enbridge Canadá. Julio 2013. Crudo Liviano 136
Tabla 7-2. Tarifas de Transporte por Oleoducto en Enbridge Canadá. Julio 2013. Crudo Pesado 137
Tabla 7-3. Variables Determinación de Costo de Transporte por Oleoductos 143
Tabla 7-4. Tarifa Máxima Autorizada a OLDEVAL según resolución 49-E/2017 146
Tabla 7-5. Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2016 RES/224/2016 151

Tabla 7-6 Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2017 RES/224/2016 152
Tabla 7-7 Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2018 RES/224/2016 152
Tabla 11-1. Tabla de comparación de nuevas metodologías 181

ÍNDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1. Evolución de la producción de crudo en Colombia y del marcador Brent anual 15
Gráfica 2. Porcentaje de Crudos pesados en la producción vs precio del crudo 17
Gráfica 3. Detalle evolución de producción y marcadores de precio de crudo en corrientes, 2014-2017 18
Gráfica 4. Tasas de crecimiento de producción nacional y marcador Brent 19
Gráfica 6. Suma de volúmenes transportados por oleoductos 1989-2011. 21
Gráfica 7. Suma de volúmenes transportados por oleoductos julio 2014 a diciembre 2016 22

1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este producto es el de elaborar un diagnóstico general del sistema de transporte de crudo, con base en la información disponible suministrada por los agentes e Instituciones del sector y proponer metodologías tarifarias para el sector de transporte de oleoductos.

Para el primer producto o diagnóstico se realizó teniendo en cuenta, primero, una caracterización actualizada del sector de transporte de crudo por oleoductos; segundo, un análisis del impacto de la regulación actual establecida para el sector y las condiciones operativas actuales de los oleoductos del país; tercero, de la organización actual del sector; cuarto aspecto, ha sido realizado a través de un análisis de la dinámica competitiva actual; quinto aspecto, un análisis de competencia de acceso a los sistemas de oleoductos; y finalmente, se entregarán las conclusiones y recomendaciones sobre esta fase de diagnóstico.

Para la consolidación de los resultados y dada su extensión se desarrollaron hojas de cálculo de Excel, que se anexan al presente informe y dentro de las cuales se encuentran la totalidad de los análisis que se mencionan en este documento.

Es de recomendar que esa información se maneje con la adecuada confidencialidad por el carácter de información comercial que muestra

Como material de soporte, el equipo de consultores ha revisado y analizado un numeroso material oficial y público proveniente de entes nacionales como el MME, UPME, CREG, ANH, el DNP y la SIC. Más importante aún ha sido la constante guía de la Constitución Política de Colombia actualizada con los actos legislativos y el código de petróleos actualizado.

Finalmente, como fuente primaria de información, se realizaron entrevistas a los grupos de interés de este sector, como lo son, los productores y/o remitentes, transportadores y agremiaciones del sector.

Para el segundo producto de la consultoría, se parte de un análisis de la experiencia internacional de cinco países: Argentina, Canadá, Ecuador, Estados Unidos y México. Donde se reconoce las generalidades del país, su infraestructura actual, se

observa quienes son los encargados de regular, que tipos de tarifas presentan y que medidas han tomado para enfrentar la crisis de precio del petróleo

Posteriormente, se hará una revisión y análisis de la reglamentación y metodologías actuales para lo cual se presenta un contexto de las metodologías disponibles en los diferentes mercados para entrar a describir la Colombiana dentro de los supuestos legales y metodológicos.

Posteriormente se presenta la coherencia de la implementación dentro de la cual se muestra los resultados de las entrevistas a los agentes mostrando su perspectiva desde el punto de vista de la negociación, del cálculo de la tarifa y finalmente aspectos operativos que se identifican, para ello los agentes se dividieron en Remitentes (productores, no fue posible entrevistar a traders o comercializadores a pesar de los contactos que se realizaron con ellos), y transportadores (los cuales se clasificaron en transportadores puros, transportadores- remitentes y transportadores en proyectos con remitentes, debido a la visión que se identificó en ellos). También se presenta la perspectiva operativa, de claridad de agentes, de las ventajas y desventajas.

Finalmente, se presenta un análisis de los componentes más relevantes que debe tener una metodología tarifaria, como la valoración de activos, la metodología de y otros aspectos relacionados con amortización, consideraciones relacionadas con costos de AOM y como realizar el reconocimiento para llegar a el análisis de las cuatro metodologías propuestas por parte de la consultoría, REVENUE CAP, PRICE CAP, TRONCALES Y RAMALES y ESTAMPILLA, todo esto dentro de una matriz de aspectos relevantes de impacto.

2 CARACTERIZACIÓN ACTUALIZADA DEL SECTOR DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

2.1 Identificación de información

Una de las primeras labores a realizar fue la de realizar una identificación de la información suministrada por parte de Ministerio de Minas y Energía, en los expedientes tarifarios, y la identificación de información adicional que fuera necesaria para el desarrollo de esta parte del estudio.

En tal sentido se consultaron las entidades Públicas para información adicional como el mismo Ministerio de Minas (*Seguridad, volúmenes reportados por impuestos, reportes anuales de empresas*), la UPME (*información de planeamiento e histórica de producción y transporte de crudos*), La CREG (*información relevante a sector de transporte por poliductos y alternativas de regulación de poliductos y otros sistemas de transporte*), la ANH (*información de producción, costos de producción y contratos*), se hicieron consultas en los BTO de los Agentes y demás fuentes que pudieran aportar para el desarrollo del trabajo además de las experiencia del equipo consultor.

2.2 Solicitud de información a agentes

Para la obtener información de los agentes, se ideó separar la recopilación de información de estos entre agentes remitentes (productores y comercializadores) y agentes transportadores.

Para cada agente se ideó unas preguntas, a manera de entrevista, para poder identificar aspectos claves sobre su perspectiva particular y además hacer una solicitud de información que permita complementar y verificar la información ya recopilada.

El contacto con los agentes se realizó, con el apoyo permanente de Ministerio de Minas; por intermedio de ACP, en el caso de los remitentes donde a través de una reunión conjunta en las instalaciones de esta agremiación, fue posible captar la perspectiva general. No obstante lo anterior, se realizaron reuniones particulares

con algunos agentes adicionales para obtener su perspectiva única debido a sus características de producción (tamaño) y problemas particulares para evacuar sus crudos, (API bajo, TAN alto, métodos alternativos de evacuación de crudo empleados, disponibilidad de contacto, etc).

En el caso de los transportadores se procedió a contactarlos a todos y suministrarles la encuesta previamente a la concreción de una reunión presencial.

Se identificaron agentes comercializadores como es el caso de, Traffigura, que se intentó entrevistar pero después de confirmar la reunión no fue posible realizarla.

Tras los contactos con los agentes, quedó por parte de ellos el compromiso para entregar la información para la inclusión en este documento pero a la fecha de cierre del presente documento, varios solicitaron entregarla posteriormente, lo recopilado se incluye como anexo confidencial.

2.3 Perspectivas de los agentes

El desarrollo de este punto se hará de manera más detallada en el informe 2 para identificar las posibles fallas y sugerencias que se hacen en la metodología, según el tipo de agente, (productor o transportador y las variaciones de este último en transportador puro y transportador- Productor), no obstante lo anterior se identificaron los siguientes aspectos:

- Se percibió un problema de confianza entre los agentes según lo que expresan en unos y otros en tener dudas sobre que les están cobrando y cómo y porqué les piden información.

- Algo de este problema de confianza se atribuye por parte de agentes a que el Estado es regulador, pero también Agente a través de ECOPETROL quien tiene una alta participación en la producción de hidrocarburos y los volúmenes a transportar y directa e indirectamente a través de la propiedad en empresas de transporte.

- No se formalizan quejas entre agentes a entidades del Estado como el Ministerio de Minas y Energía o la Superintendencia.

- Se tiene la voluntad para realizar negociación, pero se identificó la creencia sobre que no se tiene flexibilidad para negociar las tarifas, esto por el temor a generar un detrimento patrimonial en un eventual análisis de los entes de control.

- La información de volúmenes posibles a transportar a futuro genera problemas a los agentes unos porque no la tienen disponible y otros porque no la suministra por ser empresas listadas en bolsa y reportar públicamente información lo que según ellos puede afectar su valor en bolsa.

- No hay interés por incluir servicios adicionales al remitente como dilución u otros.

- Se considera que las tarifas de las facilidades de puerto y de carro tanques se encuentran dos posiciones una que se deben regular según unos porque consideran que hay posición dominante que se habría manifestado en ocasiones al cobrar más de una vez, dependiendo por donde se llegue a puerto, También indicaron que se ha llegado a cobrar más por un servicio a los que tienen contrato en firme que a los que han contratado en spot en descargaderos. No obstante lo anterior, para otros tanto los puertos como los descargaderos son un símbolo de que lo no regulado permite hacer negociaciones adecuadas.

- Los problemas de seguridad en el uso de la infraestructura son un factor que encarece el transporte, también el tiempo de recuperación del servicio ante un hecho es materia de preocupación entre los agentes.

- Se tienen diferentes posiciones sobre qué riesgo se debe asumir por parte del transportador.

- Con el precio del petróleo bajo, los costos de producción y de transporte limitan las cantidades producidas y por ende el beneficio país.

- Los productores en condiciones de costo alto de uso de la infraestructura de transporte por oleoducto eligen transportar por carro tanque o vende a un comercializador (trader) que se haga cargo del transporte y la comercialización.

- Se observa que presentan problemas de entendimiento en la fórmula (uso del A si se compensa anualmente o cada cuatro años y que se está expresando con la resolución de tarifas una banda o un precio máximo).

- En general se aprecia que la valoración de la inversión a considerar dentro de la metodología depende del tipos de transportador, sobre cómo se debe hacer y que incluir para que sea justa. Para unos es un negocio que está sujeto a la producción y se maneja como una cuenta de costo, para otros es un negocio donde se busca obtener un beneficio.

- Se menciona por parte de los agentes, que dentro de las inversiones no se incluyeron facilidades claves para la operación que luego son asumidas por aparte con cargos vg. tanques de almacenamiento.

- Para los productores la inversión se ha remunerado a nuevo y ha propiciado que se pague varias veces la infraestructura, para los transportadores las valoraciones deben ser rentables para sus accionistas y se siguen lo estipulado en la regulación.

- En cuanto a costos fijos y variables se pide por parte de los agentes aclarar que incluyen, hacer una depuración de lo que es aceptable y que sean eficientes, si bien algunas de las empresas indicaron que en la última parte están en la senda de disminuir costos.

- El volumen a transportar es un factor que por la asimetría de la información y por la tendencia de la producción en el país pueda ser el causante de que las tarifas lleguen a ser muy altas. Esto dadas las dificultades para revelar y asumir información, la pregunta es hasta donde debe compartir riesgo el transportador sobre este aspecto es un punto en que se difiere según sea remitente o transportador, para los primeros debe ser compartido para los segundos no.

- Condiciones monetarias dependiendo de tipo de transportador sirve para dar o no descuentos, queda la duda hasta donde se deben aplicar para castigar la calidad del crudo y si es aplicable en condiciones de capacidad utilizada en el tubo baja.

- Sobre los tipos de contratos se tienen Ship or Pay, Ship and Pay y Spot, siendo la mayoría los Ship and Pay, además los productores no consideran contratos

de largo plazo mientras que los transportadores indican que podrían tener mejores condiciones si fueran contratos de largo plazo. Algunos remitentes indican que no tienen beneficios por tener contratos Ship or Pay.

2.3.1 Agentes que dieron respuesta

En el caso de productores fue posible realizar entrevista general a los productores a través de la Asociación Colombiana de Productores, ACP, donde asistieron HUPECOL, LEWIS, OXY, TECPETROL, MANSAROVAR, FRONTERA, GRAN TIERRA, LEWIS, HOCOL, EXXON, REPSOL, PERENCO, PAREX, EQUION, VETRA, GEOPARK y CANACOL.

Se realizaron unas profundizaciones con PAREX como productor y con FRONTERA HOCOL, EQUION, MANSAROVAR y ECOPETROL como productores-transportadores.

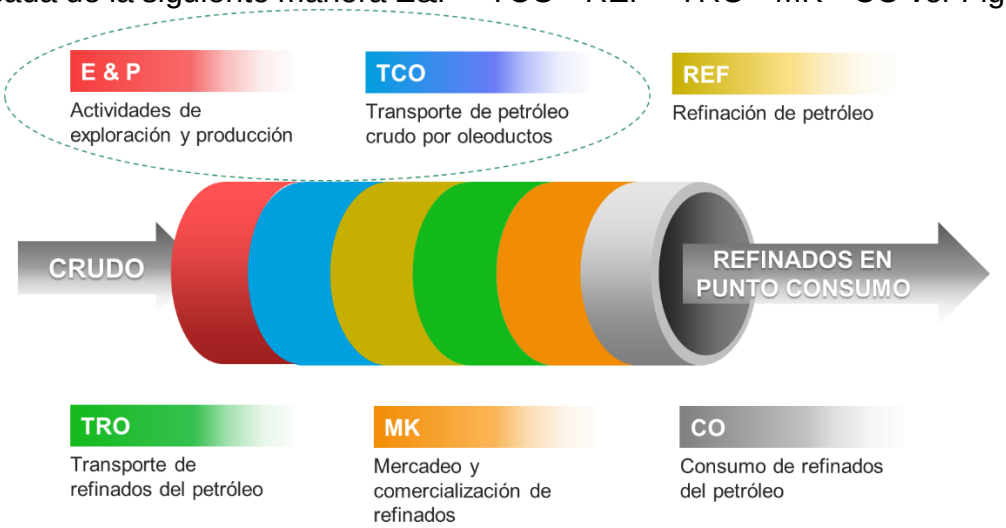
En el caso de los transportadores, fue posible realizar la entrevista presencial con OCENSA y CENIT.

Adicionalmente, Se recibió respuestas a las entrevistas por escrito de PERENCO, OCCIDENTAL y FRONTERA como productores- transportadores y de ODL, OBC y ODC como transportadores.

De la información técnica solicitada que fuera remitida para análisis y caracterización dieron respuesta OCENSA, ODL, OBC, ODC, PERENCO (en producción), CENIT y OCCIDENTAL.

2.4 Evolución de la Situación de la producción de crudos

Para iniciar contextualizando, la cadena de valor del petróleo se puede ver expresada de la siguiente manera E&P->TCO->REF->TRO->MK->CO ver Figura 1.



Fuente: Los autores
Figura 1. Cadena de Valor del petróleo

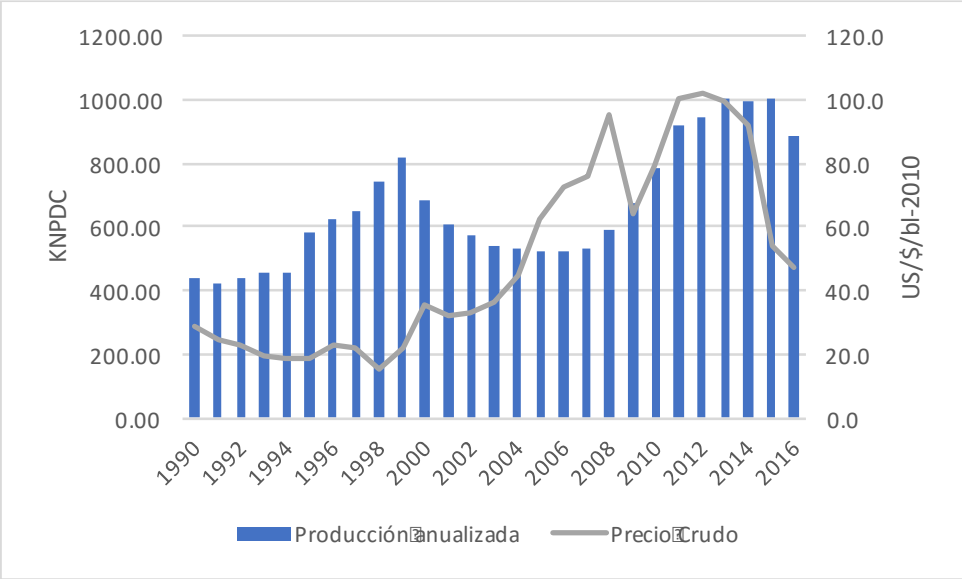
Aunque el presente documento tiene relación con el transporte de crudo por oleoductos o factor TCO de la cadena de valor, en todos los casos se hace necesario incluir las actividades de Exploración y Producción (E&P) pues, estos actores, se constituyen en los propietarios/remitentes del producto a transportar por los oleoductos y son un grupo de interesados importantes y tenidos en cuenta durante todo el estudio.

A menos que sea usado en el sitio donde se extrae, el petróleo crudo carece de valor si el mismo no es transportado hasta los puntos finales donde será transformado o usado.

Las mayores fuentes de producción de crudo en Colombia se encuentran localizadas en los Llanos Orientales, en los valles alto y medio de las cuencas del Magdalena y una pequeña parte en el departamento de Putumayo. El crudo colombiano se usa para refinar en un 40% y el resto (un 60%) se envía para ser exportado a través de los puertos de Coveñas (por donde sale casi el 75% del crudo

exportado) y el resto a través del puerto de Tumaco. Existen puertos adecuados para la exportación, pero en pequeñas cantidades como lo son, Barranquilla, Cartagena (Reficar) y Buenaventura.

Así, para entender un poco el contexto del transporte se hace necesario entender el de la producción en Colombia E&P para lo cual se muestra en las siguientes gráficas la evolución de la producción anual de petróleo en el país, según lo reportado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, este se compara con la evolución del precio del crudo marcador BRENT en precios constantes de 2010.



Fuente: A partir de UPME y World Bank

Gráfica 1. Evolución de la producción de crudo en Colombia y del marcador Brent anual

En la gráfica, se puede apreciar cómo se tuvo un pico de producción a finales de los 90´s, con precios de petróleo de US$ 35/BL, en constantes de 2010, con tendencia a la alza, para luego tener una caída en la producción que solo se pudo recuperar diez años más tarde, cuando el precio del petróleo era de US$ 100/BL en constantes de 2010.

En este lapso la producción de crudos pesados se duplicó en participación con respecto al total nacional.

Tabla 2-1 Tipos de crudo

TIPO DE CRUDO	ESCALA API
Condensado	Mayor a 42
Liviano	30 – 41.9
Mediano	22 – 29.9
Pesado	10 – 21.9
Extrapesado	Menor a 10

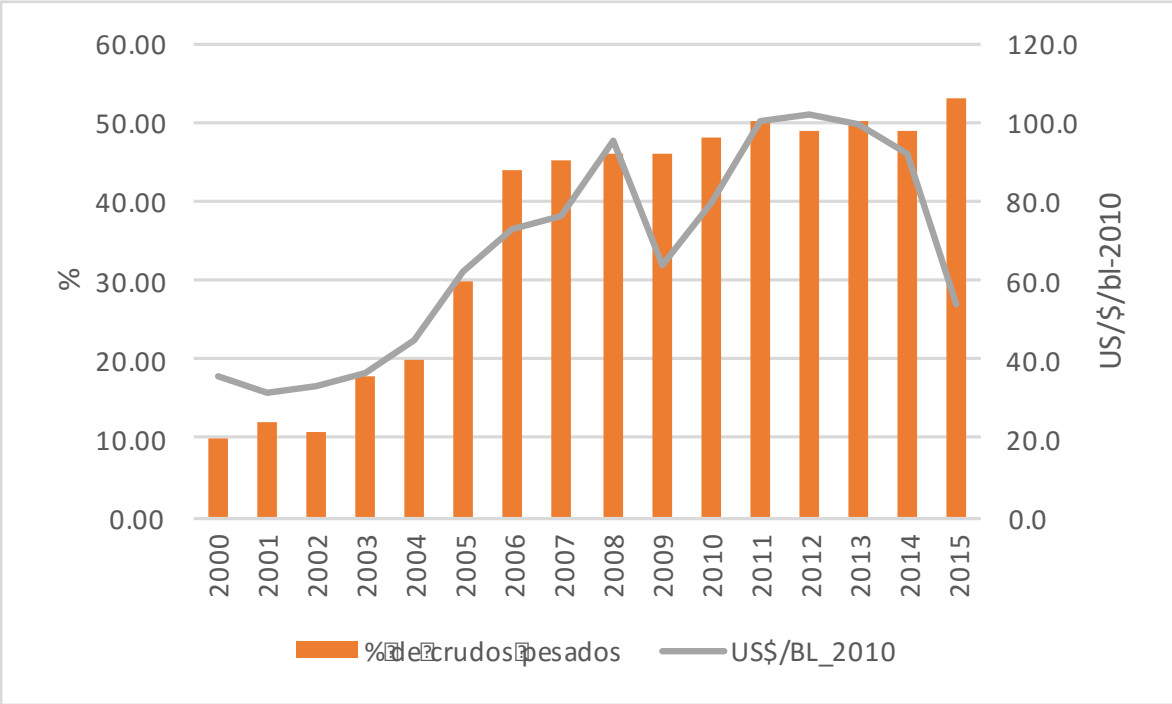
Fuente:: PNUD estudio de competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia

La *Tabla 2-1*, tomada del estudio “La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia” realizado por PNUD, publicado en junio de 2016, muestra esta clasificación.

En la actualidad en Colombia, los crudos pesados superan el 50% del total de la producción y están principalmente ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales en donde la densidad API oscila entre 12° y 19°, siendo a su vez está cuenca la que aporta la mayor producción de crudo total del país, aproximadamente el 69%.

Esta proporción de crudos pesados con relación al total de la producción ha venido incrementándose, en la medida de la declinación de los campos que producen crudo liviano y mediano es más alta comparada con la declinación de los campos que producen pesado.

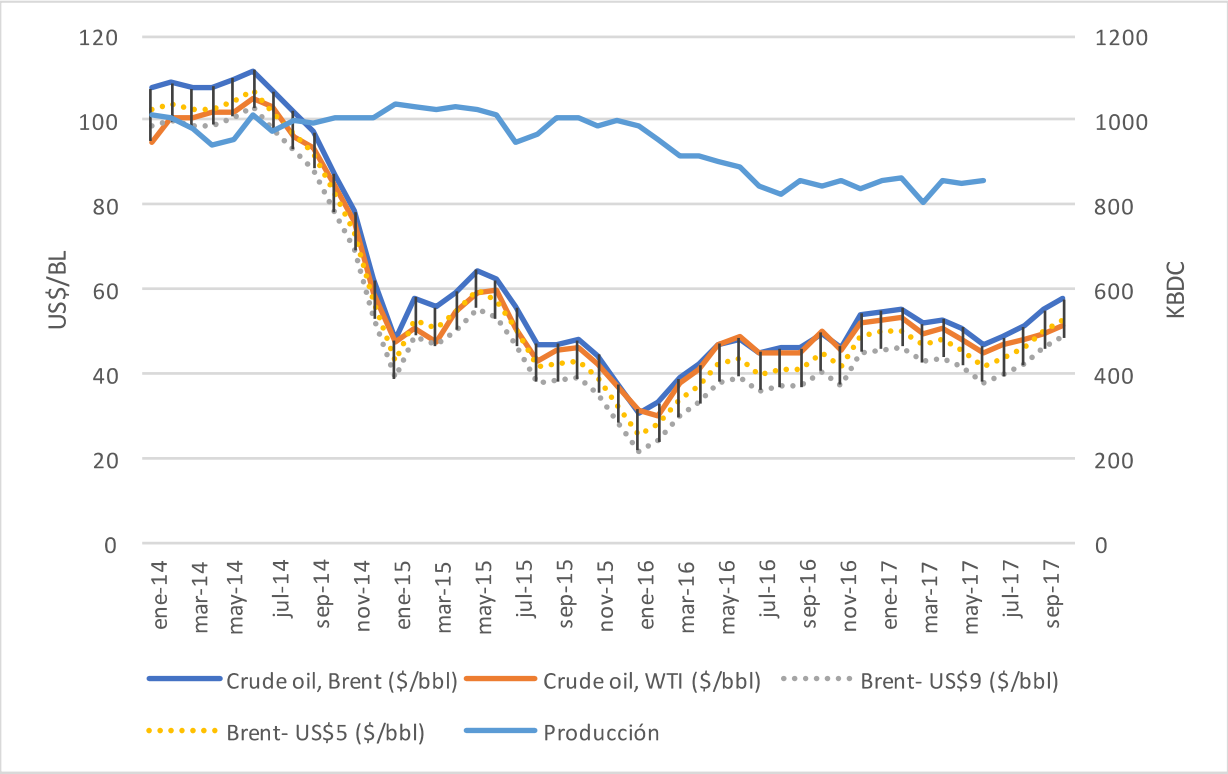
En la siguiente gráfica tomada del estudio de competitividad realizado por el PNUD, citado, se puede ver la evolución de las participaciones de los crudos pesados y la variación del precio del petróleo.



Fuente: PNUD estudio de competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia, World Bank

Gráfica 2. Porcentaje de Crudos pesados en la producción vs precio del crudo

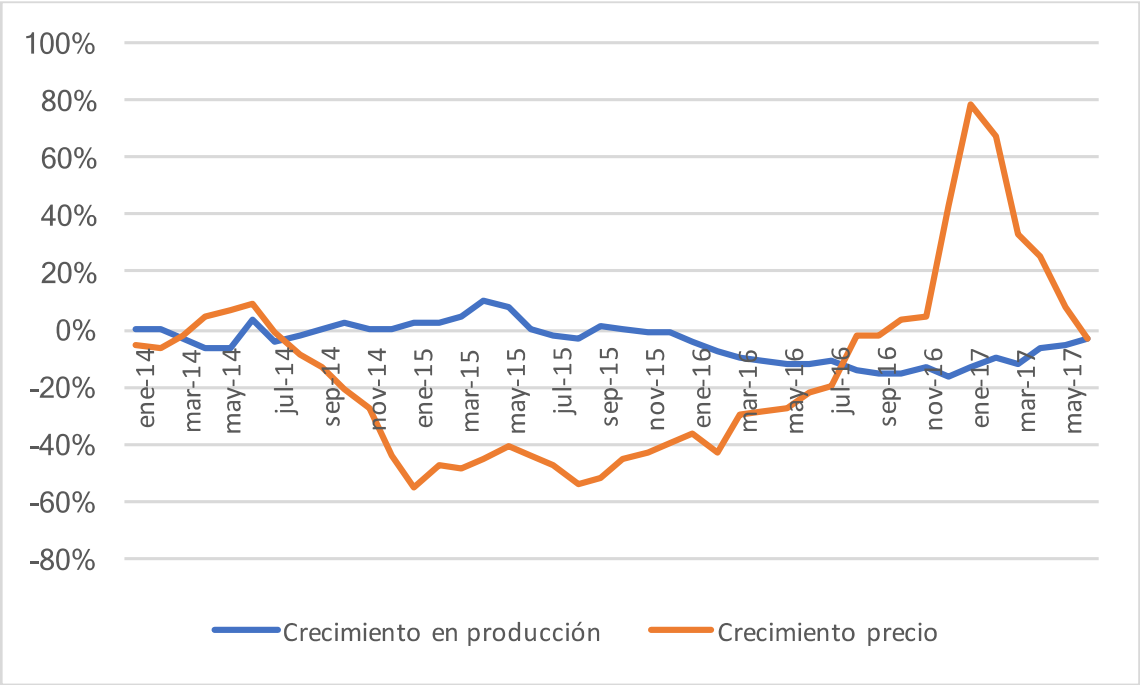
Ahora, en detalle observemos para el periodo 2014 a 2017, donde aplica la actual metodología tarifaria, en este caso se encuentra como varia con el precio en términos nominales.



Fuente: A partir de UPME y World Bank

Gráfica 3. Detalle evolución de producción y marcadores de precio de crudo en corrientes, 2014-2017

Si bien se observa un rezago en la respuesta de la producción con respecto al precio, este puede ser más claro en la siguiente gráfica de tasas de crecimiento anualizado, (mismo mes con respecto al año anterior).



Fuente: Procesado a partir de UPME y World Bank

Gráfica 4. Tasas de crecimiento de producción nacional y marcador Brent

Con la anterior gráfica se aprecia que al menos hay unos cuatro meses de rezago de la producción en incrementarse cuando hay señal de precio al alza. Ver julio de 2016 enero 2017, si bien sus variaciones son muy sutiles y se podría indicar que por debajo de US$45/Bl ocasiona los mayores efectos en la producción, (observar el cambio en las tasas de crecimiento de la producción que cambian su tendencia).

Ahora cuando se analizan las perspectivas, si se toma en consideración lo que reporta la UPME como posibles escenarios en cuanto a producción de crudo en su análisis para el Plan de abastecimiento de hidrocarburos que incluye al petróleo, se

observa que puede ocurrir una situación muy parecida a la que paso en la primera década de este siglo en el escenario con mejores expectativas.

2.5 Comportamiento del transporte de crudos

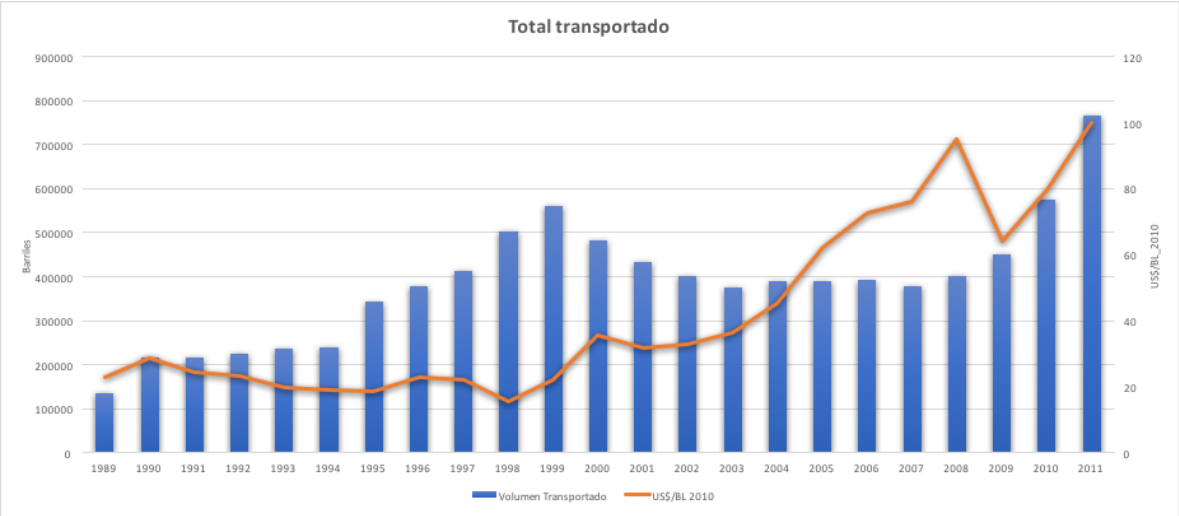
A continuación se revisará como ha sido el comportamiento del transporte de volúmenes de crudo en el sistema de oleoductos con la información histórica disponible de 1989 a 2011 y posteriormente a escala mensual en el periodo julio 2014 a diciembre de 2016.

2.5.1 Comportamiento 1989-2011

A partir de la información oficial disponible en el SIPG de la UPME, se relaciona como variaron los diferentes oleoductos en cuanto a la capacidad transportada se incorporó esta información en el archivo anexo de Excel hoja de transporte histórico, donde se analiza para cada uno de los oleoductos reportados para el periodo 1989-2011, es de anotar que algunos oleoductos no tienen toda la serie completa, así se aprecia su comportamiento de volúmenes transportados vs la evolución del precio del petróleo.

Si bien no se incluyen los gráficos de cada uno al presente documento, que se encuentran en el archivo anexo anunciado, en términos generales se observa que todos los oleoductos incrementan transporte con la señal de mayor precio de crudo se observa excepción en ese comportamiento del Coveñas-Cartagena, Vasconia-Galán y Caño Limón Coveñas.

En términos generales los volúmenes transportados tienen el mismo comportamiento de los volúmenes producidos, como se aprecia en la gráfica siguiente que totaliza todos los volúmenes transportados, es importante anotar que esta operación implica que se cuente varias veces la misma molécula de crudo (pasa la misma por diferentes oleoductos) pero da una idea del comportamiento

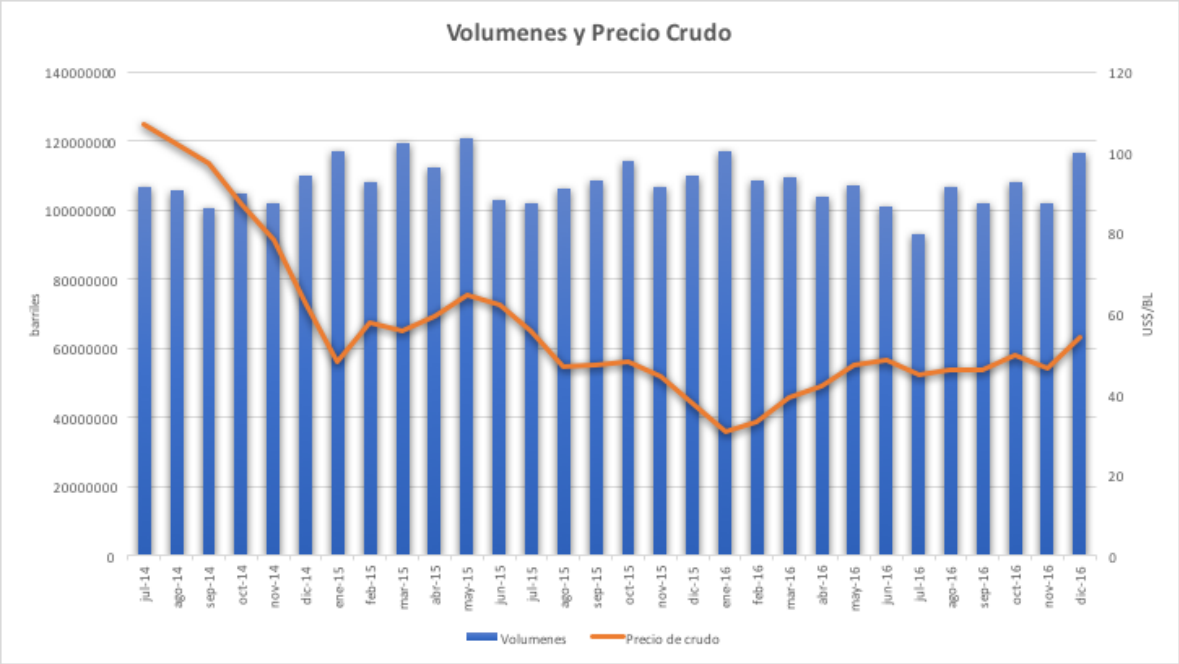


Fuente: Procesado a partir de UPME.

Gráfica 5. Suma de volúmenes transportados por oleoductos 1989-2011.

2.5.2 Comportamiento en el periodo tarifario vigente 2014 al presente

Después de procesar la información de volúmenes transportados que el Ministerio de Minas y Energía tiene para el cálculo de los impuestos de transporte, se encuentra el siguiente comportamiento de los mismos al totalizarlos



Fuente: Procesado a partir de información MME

Gráfica 6. Suma de volúmenes transportados por oleoductos julio 2014 a diciembre 2016

En el archivo anexo hoja Volúmenes, se encuentra el desarrollo de la evolución de cada uno de los tramos individuales y agrupados por propietarios: BICENTENARIO, CENIT, ECOPETROL, EQUION, FRONTERA, GRANTIERRA, HOCOL, MANSAROVAR, OCCIDENTAL, OCENSA, OLEODUCTO DE COLOMBIA, ODL, OLEODUCTO DEL NORTE y PERENCO.

2.6 Caracterización técnica, información por tramo

En la actualidad existen 14 empresas transportadoras (Operadoras de oleoductos o sistemas de oleoductos junto con sus respectivas estaciones) que operan 54 sistemas de oleoducto que a su vez poseen 76 tramos activos aproximadamente., pero no todos se encuentran activos o solicitando capacidad. Ver la Tabla siguiente,

Tabla 2-2. Sistemas de oleoductos operados y controlados por empresa

N°	TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO		TRAYECTO - TRAMO	
1	CENIT TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S	1	Oleoducto Vasconia - Galán	1	Vasconia - Galán
		2	Oleoducto Coveñas - Cartagena	2	Coveñas - Cartagena
		3	Oleoducto Galán - Ayacucho	3	Galán - Isla VI 14" y 18"
				4	Isla VI - Ayacucho 14" y 18"
		4	Oleoducto Ayacucho - Coveñas	5	Ayacucho - Cicuco 16"
				6	Cicuco - Coveñas 16"
		5	Oleoducto Ayacucho - Galán 8"	7	Ayacucho - Galán 8"
		6	Oleoducto Apiay - Monterrey 20" y 30"	8	Apiay - Monterrey 20" y 30"
		7	Oleoducto Monterrey - Porvenir	9	Monterrey - El Porvenir
		8	Oleoducto Araguaney - Monterrey	10	Araguaney - Monterrey
		9	Oleoducto Transandino - OTA	11	Orito - Km 15 OTA
				12	Km 15 OTA - Tumaco
		10	Oleoducto Orito - San Miguel - OSO	13	San Miguel - Km 58 (Colón)
				14	Km 58 (Colón) - Yarumo
				15	Yarumo - Orito
		11	Oleoducto Mansoyá - Orito - OMO	16	Mansoyá - Santana
				17	Santana - Yarumo
		12	Oleoducto Churuyaco - Orito - OCHO	18	Churuyaco - Km 15 OTA
		13	Oleoducto Caño Limón - Coveñas - OCC	19	Caño Limón - Banadía OCC
				20	Banadía - Gibraltar OCC
				21	Gibraltar - Ayacucho OCC
				22	Ayacucho - Coveñas OCC
		14	Oleoducto Yaguará - Tenay	23	Yaguará - Tenay
		15	Oleoducto Santiago - Porvenir	24	Santiago - Monterrey 10"
2	OLEODUCTO CENTRAL S.A - OCENSA	16	Oleoducto Central S.A - OCENSA	25	Segm. 0 - Cupiagua - Cusiana
				26	Segm. 1 - Cusiana - El Porvenir

N°	TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO		TRAYECTO - TRAMO	
				27	Segm. 2 - El Porvenir - Vasconia
				28	Segm. 3 - Vasconia - Coveñas
3	ECOPETROL S.A	17	Oleoducto Castilla - Apiay	29	Castilla - Apiay
		18	Oleoducto Tello - Dina	30	Tello - Dina
		19	Oleoducto Toldado - Gualanday	31	Toldado - Gualanday
		20	Oleoducto Tibú - Miramonte	32	Tibú - Miramonte
		21	Oleoducto Casabe - Galán	33	Casabe - Galán
		22	Oleoducto El Centro - Galán	34	El Centro - Galán
		23	Oleoducto Provincia - Payoa	35	Provincia - Payoa
		24	Oleoducto Gibraltar - Caño Limón	36	Gibraltar - Caño Limón
		25	Oleoducto Río Ceibas - Tello	37	Río Ceibas - Tello
		26	Oleoducto Chichimene - Castilla	38	Chichimene - Castilla
		27	Oleoducto Teca - Vasconia	39	Teca – Vasconia
		28	Oleoducto Yarirí - Comuneros	40	Yarirí – Comuneros
		29	Oleoducto Palagua - Vasconia	41	Palagua – Vasconia
		30	Oleoducto Vasconia - Velasquez	42	Vasconia - Velasquez[1]
		31	Oleoducto Dina - Tenay	43	Dina – Tenay
		32	Oleoducto San Francisco - Dina	44	San Francisco – Dina
		33	Oleoducto Payoa - Galán	45	Payoa – Galán
4	OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A	34	Oleoducto de Colombia - ODC	46	Vasconia - Coveñas
5	OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S	35	Oleoducto Araguaney - Banadía - BICENTENARIO	47	Araguaney – Banadía
6	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA	36	Oleoducto Mary - Uchupayaco	48	Mary – Linda
				49	Linda – Toroyaco
				50	Toroyaco – Uchupayaco
		37	Oleoducto Uchupayaco - Santana	51	Uchupayaco – Santana

[1] Este oleoducto fue transferido a CENIT y ahora no opera como oleoducto

N°	TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO		TRAYECTO - TRAMO	
		38	Oleoducto Costayaco - Uchupayaco	52	Costayaco - Uchupayaco
7	HOCOL S.A	39	Oleoducto Alto Magdalena	53	Dorada – Vasconia
				54	Gualanday – Vasconia
				55	Lerida – Vasconia
				56	Inyección Chicoral – Vasconia
				57	Purificación – Vasconia
				58	Tenay – Vasconia
		40	Oleoducto Hocha - Los Mangos	59	Hocha - Los Mangos
		41	Oleoducto Ocelote - Palmeras	60	Ocelote – Palmeras
8	FRONTERA ENERGY	42	Oleoducto Guaduas - La Dorada	61	Guaduas - La Dorada
9	OLEODUCTO DEL NORTE DE COLOMBIA	43	Oleoducto Rio Zulia - Miramontes	62	Rio Zulia – Miramontes
		44	Oleoducto Miramontes - Ayacucho	63	Miramontes – Ayacucho
10	OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A	45	Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	64	Rubiales – Palmeras
				65	Palmeras – Jaguey
				66	Jaguey - Monterrey/Cusiana
11	PERENCO COLOMBIA LIMITED	46	Oleoducto Guando - Chicoral	67	Guando – Abanico
				68	Abanico – Chicoral
		47	Oleoducto Los Toros - Araguaney	69	Los Toros - Araguaney
		48	Oleoducto La Gloria Norte - Araguaney	70	La Gloria Norte – Araguaney
		49	Oleoducto Sardinas - Araguaney	71	Sardinas – Araguaney
12	MANSAROVAR ENERGY LTD.	50	Oleoducto Moriche - Jazmín	72	Moriche - Jazmín
		51	Oleoducto Jazmín - Vasconia	73	Jazmín – Vasconia
		52	Oleoducto Velázquez - Galán	74	Velásquez – Galán
13	OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC	53	Oleoducto Caricare - Caño Limón	75	Caricare - Caño Limón
14	EQUION	54	Oleoducto El Morro - Araguaney	76	El Morro – Araguaney

Fuente: Presentación MME, Dirección de Hidrocarburos y Bto agentes

A continuación, se hará una descripción de las características de los nodos (estaciones) y oleoductos más importantes a partir de información que está disponible en los BTO por parte de los agentes o reportaron al Ministerio de Minas y Energía- MME.

2.6.1 Nodos de entrada al sistema (Estaciones principales y de inyección)

Una parte fundamental del sistema la constituyen las estaciones o nodos (De entrada, de inyección, de evacuación o de conexión). En estos nodos se realizan diversas actividades de logística de transporte de crudo como recibo de crudos de pozos no conectados, almacenamiento, mezcla, inyección y bombeo de crudo hasta cualquiera que sea su destino final.

A continuación, se mencionan las principales estaciones (nodos de entrada/acceso) o puntos estratégicos del sistema de oleoductos.

2.6.1.1 Castilla

Esta estación se encuentra dentro del campo de producción de Castilla, ubicado en el departamento del Meta y donde se extrae el conocido crudo de castilla. Este nodo se constituye como el nodo de acceso al oleoducto Castilla – Apiay, recibe crudos de Chichimene y cumple funciones de descargadero de nafta (18 KBL), Cargadero de crudo (25 KBL), almacenamiento y bombeo.

2.6.1.2 Apiay

Se encuentra ubicado a 30 kilómetros al occidente del casco urbano de Villavicencio (Meta), recibe crudos de varios pozos a través del oleoducto Castilla-Apiay, posee un cargadero de nafta, una capacidad de almacenamiento de 950 KBL y capacidad de bombeo. Actúa como nodo de entrada al oleoducto Apiay-Monterrey.

2.6.1.3 Monterrey

Es uno de los nodos más importantes para la salida de crudos de los Llanos Orientales, allí arriban gran cantidad de los crudos de esta rica cuenca. Aunque se compone de varias estaciones de almacenamiento y bombeo pues recibe crudo proveniente de diferentes fuentes, se maneja como un solo nodo de entrada hacia los oleoductos Monterrey-Porvenir y Monterrey-Araguaney, éste último va a Bicentenario-OCC. Está ubicado en el municipio de Monterrey (Casanare) y cuenta con facilidades para el descargue, almacenamiento y bombeo de crudo hacia los dos oleoductos mencionados antes.

2.6.1.4 El Porvenir

Estación ubicada a 500 metros al oriente del municipio de El Porvenir. Es el nodo de entrada al segmento 2 del OCENSA y recibe la mayoría de los crudos producidos en los Llanos Orientales. Posee una capacidad de almacenamiento de crudos entre los 1000 y 1200 KBL.

2.6.1.5 Cusiana

En este nodo se recibe los crudos de Cupiagua y Floreña. Se encuentra ubicado a 5 kilómetros al occidente del casco urbano del municipio de Tauramena en Casanare. Posee una capacidad de almacenamiento de 1350 KBL y de 1000 KBL de descarga. En este nodo también se almacena el crudo producido en este campo y es el nodo de entrada al tramo del oleoducto Cusiana - El Porvenir que es el segmento 1 del OCENSA.

2.6.1.6 Rubiales

El nodo Rubiales se encuentra dentro del campo de producción de Rubiales. Es el punto de entrada del crudo de Rubiales al oleoducto Rubiales – Monterrey/Cusiana. Este punto se encuentra ubicado a unos 128 kilómetros al suroccidente del casco

urbano del municipio de Puerto Gaitán (Meta) y posee facilidades para descargar crudos provenientes de otros pozos, almacenamiento y bombeo

2.6.1.7 Santiago

Este nodo se encuentra ubicad a 54 kilómetros, en sentido sur occidente, del municipio de Aguazul. Posee un descargadero de crudos provenientes de diferentes campos de su zona de influencia y una capacidad de almacenamiento de 850 KBL y es el nodo de entrada al oleoducto Santiago - El Provenir.

2.6.1.8 Araguaney

Esta estación se encuentra ubicada a 18 kilómetros al noroccidente de la cabecera municipal de Yopal y cuanta con capacidad para descargar crudos provenientes de los campos de su área de influencia, también recibe crudos por los oleoductos El Morro – Araguaney y Monterrey – Araguaney (Oleoducto bidireccional). Posee una capacidad de almacenamiento de 950 KBL. Es el nodo de entrada para los oleoductos Araguaney – Monterrey (Bidireccional) y Araguaney – Banadía (Oleoducto Bicentenario 1ra fase).

2.6.1.9 Caño Limón

Es el nodo de entrada al oleoducto Caño Limón – Coveñas en su primer tramo Caño Limón – Banadía. En este nodo se encuentra una estación que recibe crudos provenientes del campo Caricare, a través del oleoducto Caricare – Caño Limón. Posee una capacidad de almacenamiento de 1000 KBL. Se encuentra ubicado a aproximadamente 30 kilómetros al occidente del casco urbano del municipio de Arauquita (Arauca).

2.6.1.10 Ayacucho

La estación Ayacucho el punto final del tramo de oleoducto Banadía – Ayacucho, del sistema Caño Limón – Coveñas. En este punto se reciben crudos provenientes de Caño Limón, y otros campos en cercanos. Además del arribo de otros oleoductos, en este nodo se pueden recibir otros crudo a través de un descargadero y un sistema de almacenamiento de 25 KBL. La estación tiene la capacidad de enviar crudo hacia la Estación Galán del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) a través de un oleoducto bidireccional. Este es el nodo de entrada del tramo final del oleoducto Caño Limón – Coveñas (Tramo Ayacucho - Coveñas). También se constituye como nodo de entrada de un sistema más pequeño que maneja combustóleo y crudos y que va desde Ayacucho hasta Coveñas y viceversa. Se encuentra localizado al sur de departamento de Sucre, a unos 34 kilómetros al norte del municipio de Aguachica.

2.6.1.11 Tenay

Tenay es el nodo de entrada del sistema de oleoductos del alto magdalena (OAM), se encuentra ubicado al norte de la ciudad de Neiva (Huila). Tenay recibe crudos, a través de oleoductos, de los campos cerca de su área de influencia y recibe otro tanto por medio de un descargadero de crudo. Posee una capacidad de almacenamiento de 45 KBL

2.6.1.12 Saldaña, Chicoral, Gualanday y Lérida

Son puntos de inyección a lo largo del sistema OAM y constituyen nodos de entrada al sistema que provienen de oleoductos que llevan crudo de pozos diferentes cercanos a lo largo del sistema y ubicados en los departamentos de Huila y Tolima.

2.6.1.13 Vasconia

Al igual que El Porvenir y Ayacucho, Vasconia es otro nodo de gran importancia para el sistema pues recibe los sistemas de OCENSA (Tramo El Porvenir –

Vasconia) y OAM (Tenay – Vasconia). Este nodo se divide en Vasconia 1 que sirve de nodo de entrada a los oleoductos Vasconia – Galán (CIB) y Vasconia – Coveñas del sistema Oleoducto de Colombia (ODC), y Vasconia 2 que es el nodo de entrada al sistema OCENSA (Segmento 3, Vasconia – Coveñas). Aquí confluyen todos los crudos producidos al sur del país. Posee una capacidad de almacenamiento de 2000 KBL y un sistema de descarga de crudos. Se encuentra ubicado a 11 kilómetros del municipio de Puerto Boyacá.

2.6.1.14 Guaduas

Este es el nodo de entrada del oleoducto Guaduas – La Dorada (OGD). Este nodo tiene capacidad de almacenamiento de 30 KBL y su respectivo descargadero de crudo. Los crudos pueden ser provenientes de varias partes de los Llanos Orientales o Cundinamarca y bombea crudo hasta la estación La Dorada. Se encuentra localizado a 6 kilómetros del municipio de Guaduas (Cundinamarca).

2.6.1.15 Orito

En el sistema aislado, ubicado en el departamento de Putumayo, se encuentra el nodo Orito, el cual es el nodo de entrada al sistema de oleoductos Transandino en su tramo Orito – Tumaco (OTA). Este nodo posee un descargadero de crudo de 6 KBL y una capacidad de almacenamiento de 15 KBL. Se encuentra ubicado en la parte sur de la cabecera municipal de Orito (Putumayo). Este nodo también es el nodo de entrada del oleoducto Orito – San Miguel – Lago Agrio (Ecuador).

2.6.1.16 Churuyaco, Estación Mary, Estación Linda, San Miguel, Mansoyá, Torayaco y Costayaco

Todos estos se consideran nodos de inyección de pequeños tramos de oleoducto del sistema de oleoductos del sur del país y reciben crudo de pozos como Miraflor, Mary, Guayuyaco, Linda, Toroyaco, Juanmbu, Moqueta y Costayaco. Todos estos sistemas aportan crudo que llegan hasta la estación Santana, que tiene la capacidad de almacenarlos y enviarlos hacia Orito o hacia Lago Agrio en Ecuador.

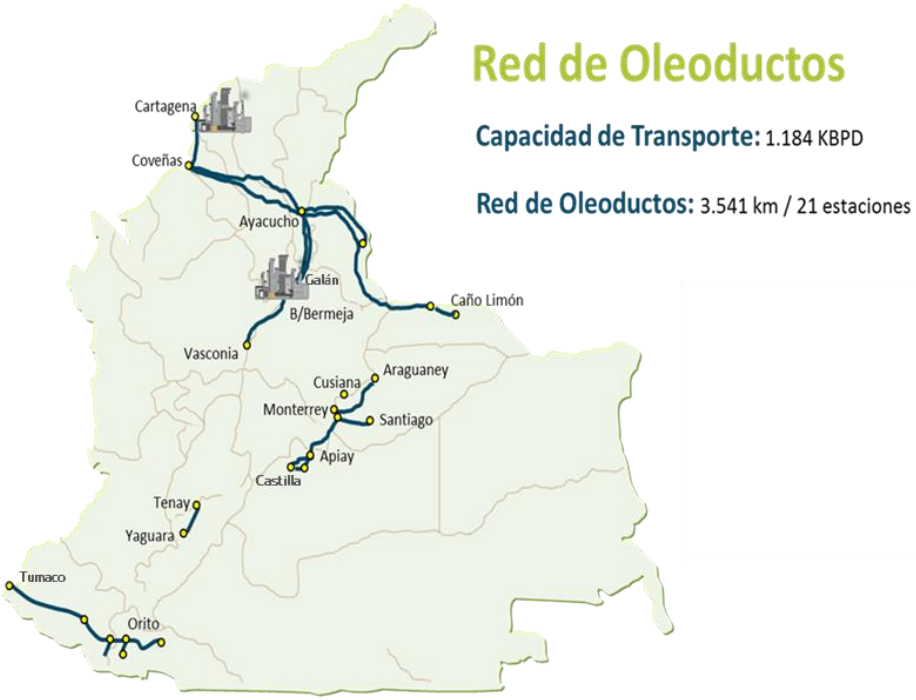
2.6.2 Sistemas de oleoductos activos y con tarifa

Para transportar el crudo desde las fuentes hasta los sitios de uso final, se requiere, junto con las estaciones (nodos) mencionados antes, de la red de oleoductos. Como dato especial, a excepción del sistema de oleoductos del sur del país (Putumayo y Nariño), en la actualidad los oleoductos colombianos se encuentran integrados en un sistema conectado que con el tiempo ha ido creciendo mientras más tramos de oleoductos nuevos y antiguos se van adhiriendo. Esta interconexión, hace que buena parte de los elementos del sistema sean dependientes entre sí. Esta característica hace que las ineficiencias, los problemas de operación, de mantenimiento y los faltantes de capacidad en un sector, terminen afectando casi toda la red.

A continuación, se explicarán brevemente cada uno de los sistemas de oleoductos que opera y posee cada una de las empresas involucradas en el negocio de transporte de crudo por oleoductos en el país.

2.6.2.1 Sistemas operados por la empresa CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

El objetivo de estos sistemas de oleoductos es el de viabilizar el desarrollo del país facilitando la evacuación de crudos hacia refinerías y puertos de exportación.



Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 2. Sistemas de oleoductos operados y controlados por CENIT

SISTEMA CENIT DE LOS LLANOS

Oleoducto Apiay – Monterrey

Longitud: 120 Km
Diámetro: 20” (36.25 Km)/30” (83.75 Km)
Capacidad de diseño: 316 KBDC.

Este oleoducto inicia en la estación Apiay atravesando los municipios de Villavicencio, Cumaral, Paratebueno y Maya en el departamento del Meta, y por los municipios de Villanueva y Monterrey, donde se encuentra la estación final. A lo largo de su recorrido, posee 10 válvulas de seccionamiento y no posee estaciones de bombeo intermedias. Transporta los crudos producidos en los campos de Castilla, Chichimene, Suria y Apiay

Oleoducto Monterrey – Altos del Porvenir

Longitud: 7,5 Km
Diámetro: 20”
Capacidad de diseño: 455 KBDC

Este tramo es la continuación del oleoducto anterior (Apiay – Monterrey), sin embargo, transporta también los crudos de Campo Rubiales que arriban también a la estación Monterrey. Desde allí, ubicado a 550 msnm, hace casi la totalidad del recorrido en ascenso hasta la estación de Altos del Porvenir ubicada a 1232 msnm.

Oleoducto Monterrey – Araguaney hacia Oleoducto Bicentenario

Longitud: 100,95 Km.
Diámetro: 14” Y 12”
Capacidad de diseño: 59 KBDC.

Lleva crudos recolectados en la estación Monterrey y los traslada hasta la estación Araguaney para ser re-bombeados a través del oleoducto Bicentenario, este es un oleoducto con capacidad de bombear crudo en ambas direcciones, o sea que también puede bombear en el sentido Araguaney – Monterrey. En su recorrido atraviesa los municipios de Monterrey, Tauramena, Aguazul y Yopal, todos ellos del departamento de Casanare, en el último tramo (antes de llegar a Araguaney), comparte derecho de vía con el gasoducto Floreña – Yopal y en el extremo opuesto, comparte con algunas líneas de flujo del campo Cusiana.

Este Oleoducto está habilitado para transportar crudos provenientes del oleoducto de los Llanos Orientales (ODL) y del oleoducto Apiay – Monterrey, hasta la Estación Araguaney con destino al oleoducto Bicentenario.

Oleoducto Santiago – El Porvenir

Longitud: 78,2 Km
Diámetro: 10”
Capacidad de diseño: 39 KBDC

Este Oleoducto se usa para transportar crudos desde la estación Santiago, localizada en el municipio de Aguazul hasta la estación o nodo de entrada El Porvenir. Los crudos transportados son una mezcla de los campos de Maní y los crudos provenientes del oleoducto Jaguar – Santiago.

El crudo proveniente de Santiago, llega primero a la estación Monterrey donde es bombeado a través de una línea de 10” hasta El Provenir. La parte restante del crudo se debe almacenar y bombear hacia El Porvenir por otro oleoducto de 12”.
Este oleoducto de 12” puede aumentar su capacidad hasta 45 KBDC con el uso de un agente antifricción llamado también “Draft Reduction Agent” o DRA, por su sigla en inglés.

Oleoducto Monterrey – El Porvenir (Descargadero)

Longitud: 4,16 Km
Diámetro: 12”
Capacidad de diseño: 70 KBDC

Este tramo de oleoducto es dedicado a bombear el crudo recibido en los descargaderos y almacenado los tanques y cuentan con la opción de realizar entregas al paso desde el oleoducto Apiay, ODL y Santiago – El Porvenir. Este oleoducto maneja crudos con calidad mezcla. Como todos los oleoductos que desde Monterrey van hasta El Porvenir, este oleoducto es totalmente en subida y va desde una posición a 550 msnm y hasta la estación El Porvenir a 1.132 msnm.

SISTEMA CENIT ORIENTE

Oleoducto Caño Limón – Coveñas (OCC)

Segmento Caño Limón – Banadía
Longitud: 78,46 Km
Diámetro: 18”
Segmento Banadía - Ayacucho
Longitud: 392,64 Km
Diámetros: 18”/20“/24”
Segmento Ayacucho - Coveñas

Longitud: 299,46 Km.
Diámetro: 24”

Capacidad de diseño 220 KBDC.

El Oleoducto Caño Limón - Coveñas cuenta con una longitud total de 770.6 km, con estaciones de bombeo en Banadía, Samoré, Toledo y Orú. Posee sistema de inyección en Banadía e interconexión con el oleoducto Bicentenario en el mismo sitio, también posee sistema de inyección a la altura del pozo Gibraltar y un último sistema de inyección al paso o total en la estación Ayacucho, este último para transportar crudos provenientes del descargadero de Ayacucho y de los oleoductos Galán - Ayacucho de 14" y 18". Igualmente, en la Estación Ayacucho, el OCC tiene conexión para realizar entregas de crudo al paso a los tanques de almacenamiento de la estación o directo al oleoducto Ayacucho – Galán 8” con destino la refinería de Barrancabermeja.

SISTEMA CENIT NORTE

Oleoducto Coveñas – Cartagena

Longitud: 123 Km
Diámetro: 18”
Capacidad de diseño: 139 KBDC

Este oleoducto puede transportar crudo y combustóleo e inicia en la estación de la terminal Coveñas ubicada en el municipio de Coveñas departamento de Sucre. Recorre loa 123 kilómetros en sentido sur-norte a través de terreno plano hasta llega a Reficar (Zona Mamonal), allí realiza la entrega del crudo y/o combustóleo necesario para la dieta de la refinería.

Oleoducto Ayacucho – Coveñas 16”

Longitud: 280,52 Km
Diámetro: 12” y 16”
Capacidad de diseño: 67 KBDC.

Este sistema se usa para transportar crudo y combustóleos provenientes del CIB. El oleoducto parte de la estación Ayacucho ubicada en jurisdicción del municipio de La Gloria - Cesar. Tiene estaciones de bombeo en El Retiro y Sincé, y finaliza en el terminal de Coveñas, donde se reciben los hidrocarburos transportados. Este sistema incluye un brazo paralelo (Loop) que va entre las estaciones de Sincé y Coveñas.

SISTEMA CENIT MAGDALENA MEDIO

Oleoducto Vasconia – GRB

Longitud: 171,6 Km
Diámetro: 20”
Capacidad de diseño: 195 KBDC

Este oleoducto inicia en la estación Vasconia ubicada a 11 Km al norte del municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) y termina en la Estación Galán dentro de las instalaciones del CIB. El sistema está en capacidad de realizar entregas a los tanques de casa de bombas VIII de la refinería de Barrancabermeja y a un tanque de almacenamiento ubicado en la estación Galán. Comparte el derecho de vía con el poliducto Galán - Salgar y el oleoducto Velásquez 26 - El Sauce (Hoy inactivo). Este sistema maneja los crudos Mezcla, Cusiana y Castilla requeridos para la dieta de la refinería de Barrancabermeja. También maneja el Crudo de re-expedición que no se puede transportar por el ODC y OCENSA, con destino a Coveñas.

Oleoducto Galán – Ayacucho 18”

Longitud: 186,4 Km
Diámetro: 18”
Capacidad: 80 KBDC

Actualmente maneja combustóleo y crudo mezcla provenientes de la refinería y de agentes del Magdalena medio con contenido de acidez alto. En el kilómetro 32 existe la interconexión con Isla VI la cual se encarga de sacar los crudos producidos en el campo Cantagallo. Cuenta con dos trampas de despacho y recibo de raspadores en las estaciones Galán y Ayacucho respectivamente.

Oleoducto Ayacucho - Galán – 14”

Longitud: 188,69 Km
Diámetro: 14”
Capacidad de diseño: 45 KBDC

Este oleoducto transporta crudo proveniente de Caño Limón hasta su destino en la refinería de Barrancabermeja y también recibe inyección de crudo en Isla VI en el Km 32. Su capacidad de diseño es de 45 KBDC y para la inyección 100 % desde la interconexión con Isla VI es de 20.0 KBDC.

Oleoducto Galán – Ayacucho 8”

Longitud 190,54 Km
Diámetro 8”.
Capacidad de Diseño 20,0 KBDC.

Construido 1974, este oleoducto transporta crudo proveniente de Caño Limón y Parafínico que hacen parte de la dieta de la Refinería de Barrancabermeja.

Oleoducto Yaguará – Tenay

Longitud: 68,22 Km
Diámetro: 8”
Capacidad de Diseño: 22 KBDC

Este oleoducto tiene como estación inicial Yaguará y final Tenay, ambas ubicadas en el departamento del Huila. Transporta principalmente los Crudos de La Hocha y La Cañada Norte producidos en esta zona del departamento.

SISTEMA CENIT SUR

Oleoducto Transandino, Orito – Tumaco (OTA)

Longitud 306,93 Km
Diámetro 10”/14”/18”
Capacidad de Diseño 50 KBDC

Su nodo de inicio está en la estación Orito (Putumayo), posee tres estaciones de bombeo en Guamuez (Putumayo), Alisales (Nariño) y Páramo (Nariño). Este sistema recibe inyección de oleoductos como Churuyaco – Orito (OCHO) en km 15 del OTA. Su estación final está en Tumaco (Nariño) y todo el crudo va con destino a exportación. La estación Orito reúne los volúmenes procedentes del oleoducto San Miguel – Orito (OSO), oleoducto Mansoyá - Orito (OMO), posee un descargadero de carro-tanques y líneas de producción aferentes.

Oleoducto San Miguel – Orito (OSO)

Longitud: 71,67 Km
Diámetro: 12”
Capacidad de Diseño: 27 KBDC

Este oleoducto transporta los crudos de las baterías de Colon y Loro, (Sur de Orito), inicia en la estación San Miguel (Putumayo) y finaliza en la estación Orito (Putumayo), este sistema permite transportar volúmenes hacia Ecuador y viceversa. En territorio ecuatoriano, este mismo sistema cuenta con un tramo de 26 Km. que conecta a San Miguel con la estación Lago Agrio (Sucumbíos – Ecuador), en diámetros de 10” y 12”.

Oleoducto Churuyaco – Orito (OCHO)

Longitud: 17,79 Km
Diámetro: 6 5/8”
Capacidad de Diseño: 8,0 KBDC

Oleoducto construido para transportar el crudo producido en los campos Caribe, Churuyaco y Sucumbíos, este oleoducto tiene origen en la batería Churuyaco y finaliza en el Km 15 del OTA donde se realiza la inyección. El crudo transportado es de 31.0 grados API promedio.

Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO)

Longitud: 73,42 Km
Diámetro: 6”
Capacidad de Diseño: 22 KBDC

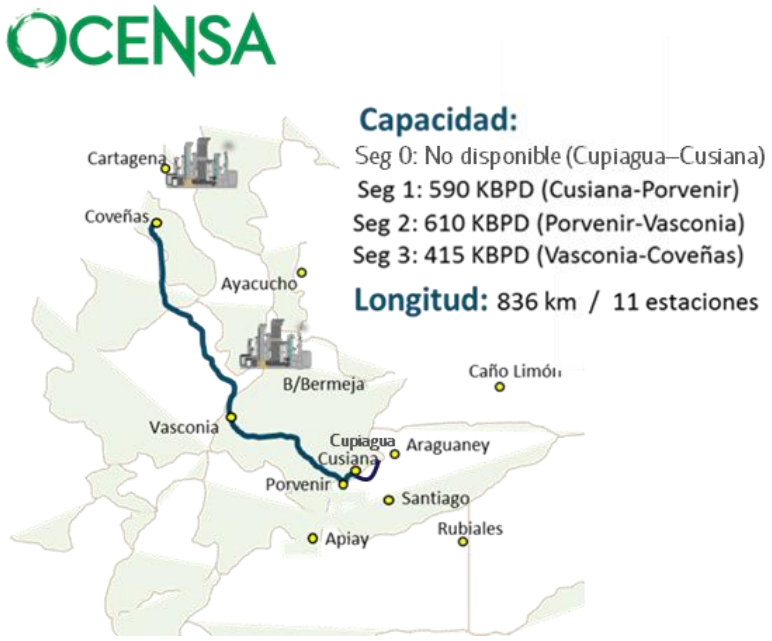
Este sistema se compone de tres tramos: Mansoyá - Santana, Santana – Yarumo y Yarumo – Orito y se conecta al oleoducto San Miguel - Orito (OSO) en el sitio denominado el Yarumo (Orito – Putumayo). El segmento Mansoyá – Santa Ana, bombea los crudos producidos en el campo Mansoyá (Nororiente) el crudo es de 31.8 grados API promedio, en el segmento Santa Ana - Orito bombea los crudos producidos por Gran Tierra Energy y crudos livianos producidos por VETRA. Este Crudo es inyectado al OMO en el Km. 37,725 y tiene 28.5 grados API promedio.

2.6.2.2 Sistemas operados por la empresa Oleoducto Central S.A. (OCENSA)

El objetivo de este sistema es de evacuar los crudos producidos en el pie de monte llanero.

OCENSA cuenta con una longitud aproximada de 830 km, posee cuatro segmentos y se extiende a lo largo del país desde el piedemonte llanero (Cupiagua) hasta el Terminal Marítimo de Coveñas, en el límite de los departamentos de Sucre y Córdoba.

En su recorrido el sistema recorre 45 municipios de los departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre. Posee once (11) estaciones de bombeo a lo largo de toda su longitud. En la Tabla 1. Se pueden apreciar las funciones y localizaciones de las estaciones.



Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 3. Sistemas de oleoductos operados y controlados por OCENSA

Tabla 2-3. Sistemas de oleoductos operados y controlados por OCENSA

Estación	Abreviatura	Altura (msnm)	Km.	Función
Cupiagua	CUP	401,27	-39	Almacenamiento y bombeo
Cusiana	CUS	371,18	0	Almacenamiento y bombeo
El Porvenir	PR	1112,60	33	Almacenamiento y bombeo
Páez	PAZ	87,00	64	Estación de bombeo
Miraflores	MR	1750,71	86	Bombeo
La Belleza	LB	1974,14	223	Control de Presión
Vasconia	VS	134,23	319	Estación de bombeo: Recibe crudo del OCENSA y también puede dirigir el flujo hacia el Terminal Coveñas, almacenamiento de crudo, despacho de crudo hacia Refinería de

Estación	Abreviatura	Altura (msnm)	Km.	Función
				Barrancabermeja y hacia el Oleoducto de Colombia
Chiquillo	CHI	452,00	424	Estación de bombeo
Caucasia	CC	56,76	608	Estación de bombeo
La Granjita	LAG	1255,00	677	Estación de bombeo
Coveñas	CV	13,07	797	Entrega de crudo, almacenamiento y exportación

Fuente: OCENSA

Las estaciones del Sistema OCENSA también están organizadas por segmentos, los cuales se describen a continuación:

Segmento 0: Entre estación Cupiagua y estación Cusiana
Segmento I: Entre estación Cusiana y estación El Porvenir.
Segmento II: Inicia en la estación El Porvenir, pasando por las estaciones Páez, Miraflores y La Belleza, hasta la estación Vasconia.
Segmento III: Inicia en la estación Vasconia, pasa por las estaciones Chiquillo, Caucasia, La Granjita y finaliza en el Terminal Coveñas.

A continuación se hace una breve descripción de las estaciones del sistema OCENSA.

Estación Cupiagua

Ubicada dentro de las instalaciones del CPF Cupiagua, esta estación de bombeo recibe crudo y agua del proceso de la planta (Instalaciones Centrales de Proceso por sus siglas en inglés “CPF”). A través de la línea Cupiagua – Cusiana de 16” (también conocida como Interfield), se envían en baches el crudo o el crudo + agua, hasta la estación Cusiana, donde el producto es recibido, separado y almacenado según los requerimientos.

Estación Cusiana

Estación de almacenamiento y bombeo. Recibe y almacena crudo que luego es despachado hacia los tanques de la estación El Porvenir o se envía directamente hacia el OCENSA (Tramo Porvenir – Vasconia) en una operación de bombeo directo mediante un equipo de bombeo compuesto por tres unidades booster y tres unidades principales que están disponibles y pueden usarse de acuerdo al requerimiento y condiciones operacionales.

La estación cuenta con una capacidad de almacenamiento de 950 KB (aproximadamente).

Estación El Porvenir

Estación de almacenamiento y bombeo. La estación recibe y almacena crudos que luego son despachados hacia el OCENSA (Tramo Porvenir – Vasconia) en secuencias programadas mediante un equipo de bombeo compuesto por cinco unidades booster, cinco unidades Re-booster y diez unidades principales organizadas en paralelo.

En relación con el bombeo de crudo, la estación puede cumplir con dos funciones, la primera es como estación de bombeo cuando la estación Cusiana está bombeando crudo hacia el OCENSA y la segunda es como estación de bombeo siendo la que origina el despacho de crudos hacia el OCENSA. Esto significa que la estación se mantiene en bombeo permanente a menos que haya una parada de bombeo.

La Estación recibe los diferentes tipos de crudo a través de varias líneas aferentes y de la línea Cusiana-Porvenir. Cuenta con cinco tanques que proveen una capacidad de almacenamiento de 260 KB.

Estación Páez

Es una estación de bombeo o estación intermedia de bombeo. Recibe el volumen enviado desde El Porvenir y lo envía hasta la estación Miraflores. Cuenta con cuatro unidades de bombeo principales organizadas en serie.

Estación Miraflores

Estación de bombeo o estación intermedia de bombeo, solo cuenta con tanques de relevo para recibir volúmenes de crudo provenientes de las válvulas de alivio y de los drenajes por operaciones al interior de la estación o de mantenimiento. La estación cuenta con un equipo de bombeo compuesto por diez unidades principales organizadas en paralelo.

A partir de esta estación el diámetro de tubería aumenta de 30” a 36”.

Estación La Belleza

Estación reductora de presión. En esta estación el diámetro de tubería vuelve a cambiar de 36” a 30”. La estación posee dos válvulas de control que según el requerimiento operacional pueden utilizarse una o las dos válvulas al tiempo. Dentro del esquema de control del oleoducto, la estación cumple con la función de evitar la separación de columna (generación de vapores provenientes del crudo) aguas arriba de la misma (Tramo entre Estación Miraflores y Estación La Belleza) y proteger aguas abajo el tramo correspondiente al Valle del Río Minero (Entre la estación La Belleza y la estación Vasconia) debido al abrupto cambio de altura existente y que tiene incidencia directa en la presión que se presenta en ese sector de la línea.

Estación Vasconia

La Estación Vasconia es una instalación estratégicamente localizada y de mucha importancia en el sistema de transporte de crudo OCENSA. Esta instalación sirve como punto de intersección y almacenamiento de crudo proveniente del Oleoducto

OCENSA y de otras líneas a las cuales está conectada. La estación cuenta con la capacidad de re-bombear o re-direccionar el flujo del crudo que pasa por ella, hacia diferentes instalaciones en otras áreas del país.

La Estación Vasconia recibe el crudo que ha pasado por la Estación La Belleza y tiene la capacidad de realizar las siguientes operaciones que se integran con el OCENSA.

Direccionar crudo por la tubería de 30” que compone el Segmento III de OCENSA hacia el Terminal Coveñas re-bombeando el volumen recibido con cuatro unidades principales organizadas en paralelo.
Direccionar el crudo hacia la refinería de Barrancabermeja (GRB) mediante un patín de alta presión.
Direccionar el crudo hacia el Oleoducto de Colombia (ODC) mediante un patín de alta presión.
Almacenar crudo en los tanques de la estación recibido por un sistema de alivios donde se encuentra un patín de baja presión.

Adicional a lo anterior, la Estación - como parte de otros sistemas de transporte - también cuenta con unidades de bombeo que se utilizan para despachar crudo desde sus tanques hacia:

La Refinería de Barrancabermeja (GRB)
El Oleoducto de Colombia (ODC)

El papel que juega la Estación Vasconia, integrada en el Oleoducto OCENSA, es el de re-bombear el crudo proveniente de la estación La Belleza hacia la estación Chiquillo y el Terminal Coveñas. Actualmente y debido a que el flujo que se maneja en el tramo compuesto entre la estación El Porvenir y la estación Vasconia (también conocido como Segmento- II) es mucho mayor al flujo existente en el tramo entre la estación Vasconia hasta el Terminal Coveñas (conocido como Segmento-III), se requiere un recibo permanente de crudo aliviado en la Estación Vasconia para garantizar un funcionamiento óptimo de la línea dentro de parámetros seguros de operación.

Estación Chiquillo

Estación de bombeo o estación intermedia de bombeo. Recibe el volumen bombeado desde Vasconia y lo envía a la estación Caucasia. Cuenta con cuatro unidades de bombeo principales organizadas en serie.

Estación Caucasia

Estación de bombeo que cuenta con cuatro unidades principales organizadas en paralelo. La Estación Caucasia recibe el crudo que ha sido re-bombeado por la estación Chiquillo hacia la línea OCENSA de 30” de diámetro y lo vuelve a re-impulsar hacia la estación La Granjita.

Estación La Granjita

Estación de bombeo o estación intermedia de bombeo. Recibe el volumen bombeado desde la estación Caucasia y lo envía al Terminal Coveñas. Cuenta con tres unidades de bombeo principales organizadas en serie.

Terminal Coveñas Ocensa

Estación de almacenamiento, transferencia y exportación. El Terminal recibe los baches resultantes después del despacho desde las estaciones Cusiana o El Porvenir y que pasaron por la Estación Vasconia, donde se realizaron entregas por programa de los baches transportados y donde la secuencia de bacheo tiene cierta alteración en su orden.

Los crudos que llegan al Terminal se almacenan en los tanques del mismo y luego son exportados o transferidos de acuerdo a la programación que se haya definido con anterioridad.

En lo concerniente al OCENSA, la operación del terminal consiste en recibir y almacenar los crudos, realizar las transferencias de crudo hacia otras dependencias o recibir transferencias de crudo provenientes de otras dependencias en tanques de propiedad OCENSA. Otra operación del terminal son las operaciones de cargue de

Buques-Tanque, las cuales se controlan localmente. En esta operación como en las anteriores, el operador del terminal deberá seleccionar los tanques que se necesiten, la correcta alineación de la tubería y las unidades que se requieran para el bombeo. Los cargues de Buques-Tanque en la actualidad se hacen entre 500 KB a un millón de Barriles. La capacidad total de almacenamiento es de 2.750.000 Barriles.

2.6.2.3 Sistemas operados por la empresa Oleoducto de Colombia S.A. (ODC)

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 4. Sistemas de oleoductos operados y controlados por ODC

Este sistema va desde la estación Vasconia hasta la terminal de Coveñas. El sistema se encuentra dividido en dos tramos principales, el primero que va desde la estación Vasconia hasta la estación Caucasia y el tramo que va desde Caucasia hasta la terminal de Coveñas. Aunque para le OCENSA ya se mencionó la estación Vasconia, la misma solo pertenecía a las operaciones de OCENSA.

Para este caso, las instalaciones en Vasconia y en la terminal Coveñas, son independientes para ambos oleoductos. A continuación se describen las características de cada una de las estaciones pertenecientes a las operaciones de ODC.

Estación Vasconia

Esta estación también está localizada a 11 Km de la población Puerto Boyacá (Boyacá). La Estación está compuesta por dos áreas, una perteneciente a Ecopetrol que se denomina “Vasconia I” y otra perteneciente al Oleoducto de Colombia (ODC) que se denomina “Vasconia II”.

El área perteneciente a Ecopetrol maneja crudo que será enviado a la Refinería de Barrancabermeja.

Por el lado de ODC, la Estación cuenta con una capacidad de almacenamiento aproximado de 690.000 barriles y las instalaciones requeridas para el recibo y despacho de hidrocarburos mediante el bombeo con cinco unidades principales hacia Coveñas.

La estación Vasconia recibe crudos del Oleoducto del Alto Magdalena (OAM), del Oleoducto OCENSA, de pozos cercanos, crudo proveniente de carro-tanques y también transferencias desde “Vasconia I”. Entre los tipos de crudo que maneja la estación se encuentran crudos pesados y medios.

Estación Caucasia

Está construida en cercanías de la población de Caucasia en el municipio del mismo nombre y se encuentra a 293.5 kilómetros de Vasconia. Esta estación tiene como objetivo operar como estación intermedia para reforzar la condición de presión del oleoducto y cuenta con una capacidad de bombeo respaldada por tres bombas instaladas en paralelo, para que funcionen dos y permanezca una como reserva.

Terminal En Tierra Coveñas

El ODC cuenta con un terminal en tierra de Coveñas localizada a 483 kilómetros de la estación Vasconia. Dicha terminal está localizada en el Municipio de Coveñas por la vía que conduce desde este puerto hacia Montería.

El Terminal tiene un patio de tanques con una capacidad de almacenamiento total aproximado de 2.650.000 Barriles, para el recibo y el despacho de hidrocarburos y las facilidades para la entrega de hidrocarburos a las instalaciones costa afuera (cargue de buque-tanques) por medio de cinco unidades principales de bombeo.

Adicional a las entregas costa afuera, el Terminal cuenta con equipos para transferencia mediante la cual puede realizar el trasiego entre tanques al interior del mismo terminal, trasiegos con tanques del Terminal Coveñas - OCENSA y también para el envío de crudo hacia la Refinería de Cartagena.

La capacidad del terminal en tierra Coveñas está distribuida para recibir crudo de:

Oleoducto Caño Limón – Coveñas.
Oleoducto de Colombia (ODC)
Transferencias provenientes del OCENSA
Transferencias con la estación de Cenit del oleoducto Coveñas - Cartagena.

2.6.2.4 Sistemas operados por la empresa Oleoducto Bicentenario S.A. (OBC)

El objetivo principal actual de este oleoducto es el de evacuar los crudos producidos en los Llanos Orientales hasta Banadía para ingresar al sistema Caño Limón – Coveñas. Inicialmente, este sistema de transporte fue proyectado para ser desarrollado en tres fases saliendo desde la estación Araguaney, llegando a Banadía y desde ese punto en adelante se construiría un brazo paralelo (Loop) al OCLC, pero por diferentes aspectos, solo se construyó la fase 1 que tiene como estación inicial, la estación Araguaney y como nodo final, La estación Banadía (Arauca).

En el caso de que el proyecto sea continuado y una vez culmine todas sus fases de construcción, el mismo incluirá las estaciones Samoré, Toledo, Orú, la estación de entrega al paso en Ayacucho, y la estación de recibo del Terminal Marítimo de Coveñas. Todo el sistema incluirá las respectivas estaciones reductoras de acuerdo al diseño hidráulico, tendrá una longitud final total aproximada de 1.000 kilómetros, y tendrá una capacidad de diseño cercana los 450 KBD para transportar crudo de 18 grados API y 300 cst @30°C. El sistema será diseñado para el manejo de Crudo segregado.

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 5. Sistema de oleoductos operado y controlado por Bicentenario

Oleoducto Araguaney – Banadía (Fase 1 de Bicentenario)

Longitud: 226 Km
Diámetro: 42”
Capacidad de diseño: 240 KBD

Este oleoducto tiene como lugar de almacenamiento la estación Araguaney; e incluye todas las facilidades industriales que permiten una operación segura del sistema (Manifold’s, tanques de relevo, sistemas de control y medición, sistema contra-incendio). En la estación Araguaney se tiene una capacidad de almacenamiento de 300 KB y cuenta con instalaciones que permiten alcanzar un bombeo de hasta 240 KBD.

La estación Banadía tiene una capacidad de almacenamiento de 150 KBbl, cuenta con instalaciones que permiten transportar hasta 240 KBD en el sentido Araguaney - Banadía y hasta 180 KBPD, en el sentido Banadía – Araguaney. El oleoducto cuenta con sistemas de conexión al sistema OCLC para entregar hasta 240KBPD y recibir hasta 180 KBPD.

El trazado del Trayecto Araguaney - Banadía atraviesa los municipios de Yopal, Nunchía, Pore, Paz de Ariporo y Hato Corozal (en el Departamento de Casanare), Tame, Fortul y Saravena (en el Departamento de Arauca).

2.6.2.5 Sistemas operados por la empresa Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. (ODL)

El objetivo de este oleoducto es el de evacuar los crudos producidos en Campo Rubiales y llevarlos hasta Monterrey y Cusiana.

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 6. Sistemas de oleoductos operados y controlados por ODL

Oleoducto Rubiales – Monterrey/Cusiana

Longitud: 235 Km
Diámetro: 24”
Capacidad de diseño: 314.2 KBD

El oleoducto tiene su punto de partida en la estación de bombeo Rubiales, ubicada en el Campo Rubiales y dos puntos de llegada que son la estación de recibo Monterrey y la estación Cusiana. Este oleoducto posee 6 válvulas de seccionamiento y válvulas de cheque; un sistema de protección catódica y sistema de fibra óptica. El Oleoducto tiene dos (2) estaciones de re-bombeo intermedias conocidas como Corocora ER1 (en el Km. 86) y Jaguey ER2 (en el Km 174). Las estaciones de rebombeo disponen de facilidades para el rebombeo del Crudo, que permiten el óptimo funcionamiento del sistema de transporte. Este sistema posee un punto de derivación en donde una parte del oleoducto sale hacia la estación Monterrey y otra hacia la estación Cusiana, este punto de derivación se encuentra ubicado en el kilómetro 200 y a partir de este punto cada tramo de oleoducto mide aproximadamente 26 kilómetros cada uno. A continuación, se hace la descripción de las estaciones de bombeo.

Estación de Bombeo Rubiales (EBR)

Dispone de facilidades de recibo de Crudo, descargadero de carro tanques, de medición y transferencia en custodia, de mezclado, de almacenamiento y de despacho de Crudo que permiten el óptimo funcionamiento de su sistema de transporte, también posee un sistema contra incendio. Cuenta con cuatro tanques para almacenamiento de petróleo crudo diluido con capacidad total de 600.000 Barriles de Crudo Diluido y cuatro tanques para el almacenamiento de diluyente con capacidad total de 200.000 Barriles; adicionalmente se cuenta con dos tanques para recibo y despacho de crudo liviano y/o Diluyente con una capacidad total de cien mil (100.000) barriles.

Estación de Recibo Monterrey

Esta estación está compuesta por la trampa de recibo de raspadores, sistema de medición y transferencia en custodia de Crudo, sistema de control y de comunicación.

Estación de Recibo Cusiana

La estación de recibo Cusiana está compuesta por la trampa de recibo de raspadores, válvulas de control de presión, sistema de medición y transferencia en custodia de crudo, sistema de control y de comunicación. Adicionalmente se cuenta con un sistema de dilución el cual asegura la entrega de crudo en las especificaciones requeridas por el remitente.

2.6.2.6 Sistemas operados por la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Es una sucursal de una multinacional petrolera, debidamente establecida en Colombia, dedicada a la exploración, explotación, producción y transporte de hidrocarburos. Mansarovar Energy desarrolla su actividad de transporte independientemente de las otras actividades que ejecuta. Actualmente la empresa opera los siguientes oleoductos.

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 7. Sistemas de oleoductos operados y controlados por Mansarovar

Oleoducto Velásquez – Galán

Longitud: 188. 7 Km
Diámetro: 12”/14”
Capacidad de diseño: 50 KBD

Este oleoducto parte desde la estación de bombeo ubicada dentro del campo Velásquez 26 y llega hasta la estación Galán del CIB.

El Sistema recibe crudos propios y de la asociación Nare a través de conexiones al paso en el kilómetro 12.38 para recibo de los crudos de los campos Nare Sur y Underriver, en el kilómetro 20.08 se inyecta crudo de los campos Jazmín, Abarco y Girasol, y en el kilómetro 31,83 el sistema recibe la producción del campo Moriche. La operación de inyección se hace bombeando el Crudo directamente desde los campos de producción con la coordinación de la estación Velásquez 26

Estación Velásquez 26

La estación Velásquez 26 se encuentra ubicada a aproximadamente 150 kilómetros al sur occidente de la ciudad de Barrancabermeja. La Capacidad nominal de almacenamiento en la estación Velásquez 26 es de 285.000 barriles distribuidos en cinco tanques: dos de 90.000 barriles y uno de 10.000 barriles para crudo y uno de 80.000 barriles y otro de 15.000 barriles para nafta.

El sistema de bombeo está constituido por tres unidades que totalizan una capacidad de bombeo instalada de 88.800 bdo. Adicionalmente, se cuenta con dos bombas reforzadoras de presión a la descarga de las unidades de bombeo, además de los equipos necesarios para la medición en línea para el control de la operación, filtros para remoción de impurezas y sistema de trampa de raspadores para la limpieza del oleoducto. La inyección de la nafta para el control de la viscosidad del crudo se hace mediante un control de dosificación automática y un mezclador.

A lo largo del oleoducto existen tres estaciones de re-bombeo que son la estación Zambito en el kilómetro 44,32 del oleoducto y las estaciones Cantimplora y Carare en los kilómetros 82,00 y 126,34, respectivamente. Estas estaciones cuentan con tanques de relevo usados para controlar posibles sobrepresiones o emergencias en la línea y sistemas de bombeo, cada uno con tres bombas de 1.200 barriles por hora

de capacidad y controles de presión en la succión y en la descarga para la protección del Oleoducto.

La estación El Sauce es la última estación del oleoducto y se encuentra ubicada en el kilómetro 183,98 muy cerca del casco urbano del municipio de Barrancabermeja. En esta estación se recibe el crudo transportado, se almacena, se mide y se despacha hacia la casa bombas VIII, dentro de la refinería. El terminal cuenta con un descargadero con capacidad de manejo simultáneo para 6 carrotanques de crudo. La capacidad de transferencia instalada es de 5.000 barriles por hora.
La capacidad nominal de almacenamiento es de 250.000 barriles y consta de dos tanques de 80.000 barriles cada uno y uno de 90.000 barriles.

Oleoducto Jazmín – Vasconia

Longitud: 6.5 Km
Diámetro: 20”
Capacidad de diseño: 60 KBDC

El oleoducto Jazmín – Vasconia fue construido por Mansarovar Energy para el transporte del crudo producido en el módulo de Jazmín hasta la estación de Vasconia y su posterior bombeo hacia el puerto de Coveñas con destino a la exportación. El crudo transportado hace parte de la Asociación Nare y proviene de los pozos Jazmín, Girasol y Abarco; pero también es posible recibir crudos provenientes del campo Moriche. El oleoducto está diseñado para crudos de 340 cSt a condiciones ambientales de temperatura.

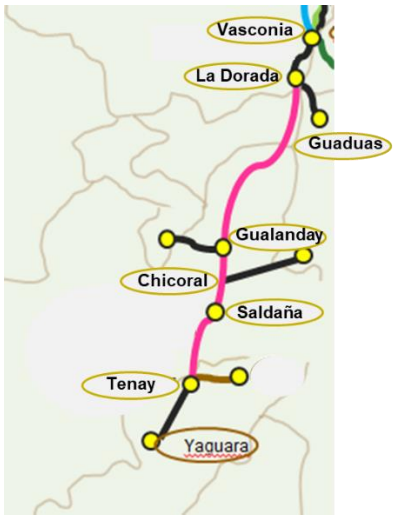
Inició sus operaciones en el año 2009 con un horizonte de operación hasta el año 2021, fecha de terminación del contrato de Asociación Nare. Sus principales características son las siguientes:

El crudo se almacena en siete tanques de las siguientes capacidades: dos de 20.000 B cada uno, uno de 10.000, uno de 18.800, uno de 30.000 y dos de 50.000 cada uno, los cuales cuentan con líneas de conexión independiente de 20 pulgadas de diámetro con un sistema de bombas Seepex e IMO para bombear crudo hacia el Oleoducto Jazmín – Vasconia. Se dispone de tres unidades de bombeo con una capacidad horaria de 1.000 barriles cada una, dos operativas y una de back-up.

En la estación Vasconia I, el crudo transportado se entrega en dos tanques de recibo de 120.000 barriles de capacidad cada uno. La medición del Crudo se hace en un patín de medición que cuenta con dos medidores de desplazamiento positivo.

2.6.2.7 Sistemas operados por la empresa HOCOL S.A.

HOCOL es actualmente una empresa del grupo empresarial Ecopetrol. Es una empresa de carácter privado, con seis décadas de trabajo en la exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.



Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)
Figura 8. Sistemas de oleoductos operados y controlados por HOCOL

La empresa opera el Oleoducto del Alto Magdalena que inicia en la estación Tenay y va hasta la estación Vasconia con el objeto de evacuar los crudos producidos en Huila y Tolima

Oleoducto Tenay - Vasconia

Longitud: 391.4Km
Diámetro: 20”
Capacidad de Diseño: 103 KBDC

El sistema OAM se divide en cinco tramos, todos de igual diámetro e inicia en la estación Tenay que recibe crudos de los campos Sur, Tello, Río Ceibas y Yaguará. El primer tramo de 102.3 kilómetros llega hasta la estación Saldaña, donde se encuentra un punto de inyección del campo Purificación. El segundo tramo va desde Saldaña hasta la estación Chicoral y también inyecta crudo proveniente de Abanico y Guandó, este tramo mide 41.4 Km. El sistema continúa con un tramo corto de 5.1 Km. que va desde Chicoral hasta la estación de inyección y bombeo de Gualanday que adiciona crudos provenientes de Toldado. Desde Gualanday hasta la estación La Dorada hay 161.8 kilómetros, pero el sistema recibe inyección de crudos a la altura de Lérida (Tol). El último tramo de oleoducto de este sistema va desde La Dorada hasta Vasconia y tiene una longitud de 80.8 kilómetros.

Estación Tenay

Ubicada en el municipio de Aipe (Huila), es la estación de inicio del OAM; cuenta con 11 medidores de desplazamiento positivo y un probador compacto, con sus respectivos computadores de flujo, para medir los crudos provenientes de los campos en el departamento del Huila. Cuenta con 4 tanques de almacenamiento con capacidad cada uno de 54000 barriles c/u. Esta estación tiene una capacidad de bombeo instalada de 4500 HP, con tres unidades principales y 3 bombas de pre-carga. Esta estación cuenta con las facilidades requeridas para el recibo de los crudos del Huila y para el despacho hacia Vasconia.

Oleoducto La Hocha – Los Mangos

Diámetro: 8”
Longitud: 21.5 Km
Capacidad: 16 KBD

El oleoducto La Hocha - Los Mangos se localiza entre el valle superior del Magdalena y el flanco oriental de la cordillera central. Parte del municipio de Tesalia y termina en el municipio de Yaguará, del Departamento del Huila.

Éste es un oleoducto enterrado en un 60 % aproximadamente del recorrido entre el CPF La Hocha y la estación de recolección Yaguará, es un sistema de oleoducto de

alta presión e instalaciones a nivel de suelo. Tiene seis (6) válvulas de bloqueo del tipo bola para el seccionamiento del oleoducto para control de derrames, posee cruces de vía secundaria y terciaria y once (11) cruces subfluviales a cielo abierto, en las quebradas: Chilvanejo, Papayo, Beatriz, Achiote, El Salado, La Sardina, Coloradas, La Abuela 1, La Abuela 2, La Abuela 3, Caraguaja.

Oleoducto Ocelote – Palmeras

Longitud: 54.3 Km
Diámetro: 12”
Capacidad de diseño: 43 KBDC

Está ubicado desde la vereda Las Cristalinas en el Municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta y va hasta la Vereda las Palmeras en el mismo municipio, con una elevación mínima de 205 msnm y una elevación máxima de 237.7 msnm. Cuenta con dos trampas de raspadores, una de lanzamiento en el CPF del campo Ocelote y una de recibo de raspador en la estación Palmeras. Cuenta además con un total de 5 válvulas (3 válvulas de bloqueo y 2 cheques), ubicadas en sitios estratégicos a lo largo de la línea y que se pueden accionar por sistema SCADA.

2.6.2.8 Sistemas operados por Frontera Energy Corporation Ltd.

Anteriormente llamada Pacific Rubiales Energy, esta empresa opera un único oleoducto con sus respectivas estaciones. El objeto es el de evacuar los crudos producidos en Guaduas (Cundinamarca) y los crudos que llegan en carrotanques hasta su descargadero.

Oleoducto Guaduas – La Dorada (OGD)

Longitud: 63.7 Km
Diámetro: 10”
Capacidad: 25 KBDC

El sistema del OGD se localiza en los departamentos de Cundinamarca y Caldas, haciendo presencia directa sobre la jurisdicción de los municipios de Guaduas y Caparrapi en el primero; y en el municipio de La Dorada en el segundo, sobre la margen transicional entre la denominada Cuenca de la Sabana de Bogotá y la cuenca del valle medio del río Magdalena.

Tiene un derecho superficial de vía de 10 metros y en gran medida, está enterrado a una profundidad de 1,5 metros. La línea cuenta con seis válvulas de emergencia de “shutdown” antes de llegar a la estación de La Dorada, que cuenta con una trampa para la recepción de raspadores, para procesos periódicos de Limpieza. El Trayecto parte de los 1000 msnm en la Estación PF1 en el municipio de Guaduas y termina en los 200 msnm, en el municipio de La Dorada.

Estación PF1

La Estación PF1 está ubicada a seis (6) km del municipio de Guaduas por la vía que conduce al municipio de Guaduero. Tiene como objeto el bombeo del crudo proveniente de la Estación de PF2 y el transporte del volumen de crudo proveniente de los pozos petroleros ubicados en los Bloques Dindal y Río Seco, hacia la estación de La Dorada.

Cuenta con seis tanques de almacenamiento de 5.000 Barriles de capacidad cada uno. Los tanques de la estación PF2 reciben y despachan la producción de los pozos del campo.

Estación La Dorada

Es la terminal del OGD y tiene por objetivo recibir y medir los volúmenes que se envían desde la estación de Guaduas PF-1 y la de regular la presión de inyección al Oleoducto del Alto Magdalena (OAM).

2.6.2.9 Sistemas operados por Gran Tierra Energy Colombia

El Sistema de Oleoductos de Gran Tierra Energy Colombia Ltd (GTEC), está conformado por tres oleoductos interconectados entre sí.

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)

Figura 9. Sistemas de oleoductos operados y controlados por GRANTIERRA

Fuente: Grantierra (Modificado por los autores)

Figura 10. Detalle de oleoductos operados y controlados por GRANTIERRA

Oleoducto Mary – Uchupayaco

Longitud: 32 Km
Diámetro: 6 5/8”
Capacidad de diseño: Entre 15 y 20.6 KBDC

El primer oleoducto es el Mary – Uchupayaco (OMU) y posee dos estaciones intermedias. El sistema inicia su recorrido en la estación Mary ubicada en el departamento del Cauca, donde se inyectan crudos de los pozos Guayuyaco, Miraflor y Mary. El oleoducto continúa su recorrido por 10 kilómetros en sentido occidente-sur hasta llegar a la estación Linda en donde se inyecta el crudo del pozo Linda. 7 kilómetros más adelante y en el mismo sentido occidente-sur, el oleoducto llega hasta la estación Toroyaco en donde recibe crudos de los pozos Juanambú y Torroyaco. El último tramo de este sistema mide 15 kilómetros en sentido Norte-sur hasta llegar a la trampa de Uchupayaco, que es donde finaliza este oleoducto.

Oleoducto Costayaco – Uchupayaco (OCU)

Longitud: 9 Km
Diámetro: 8 5/8”
Capacidad de diseño: 28.8 KBDC

Este sistema tiene como nodo de inicio la estación de bombeo de Costayaco donde se reciben crudos de los pozos Moqueta y Costayaco. El oleoducto avanza en sentido occidente-oriente hasta llegar a la trampa de raspadores de Uchupayaco.

Oleoducto Uchupayaco - Santana (OUS)

Longitud: 42 Km
Diámetro: 8 5/8”
Capacidad de diseño: 28.5 KBDC

El nodo de entrada al OUS se encuentra en la trampa de Uchupayaco, desde donde parte recorriendo 42 kilómetros hasta llegar a la estación Santana, donde se recolectan y almacenan los crudos transportados y se preparan para ser enviados hasta Orito a través del oleoducto Santana – Orito.

2.6.2.10 Sistemas operados por Equión energía Ltd.

Oleoducto El Morro - Araguaney

Longitud: 23.3 Km
Diámetro: 6”
Capacidad de diseño: 50 KBDC con DRA

Fuente: Ecopetrol 2016 (Modificado por los autores)
Figura 11. Sistemas de oleoductos operados y controlados por EQUION

El oleoducto El Morro - Araguaney, es un oleoducto de uso privado que se construyó en el año 2001. A partir de enero del año 2015 cuenta con una capacidad de flujo máxima de 33,5 KBD sin el uso del DRA. Se utiliza para transportar la producción del campo Floreña hasta la Estación Araguaney de Cenit.

2.6.2.11 Sistemas operados por Oleoducto del Norte de Colombia

No se encontró información de este operador. La empresa ya no está en operación.

2.6.2.12 Sistemas operados por Occidental de Colombia LLC

Oleoducto Caricare – Caño Limón

Longitud: 36.6 Km
Diámetro: 10”
Capacidad de diseño: 36.5 KBDC

El Oleoducto Caricare – Caño Limón es un sistema de transporte independiente y de uso privado. Cuenta con sistema de bombeo en las facilidades de caricare, así como trampas de despacho y recibo de raspadores pertenecientes a la Asociación Rondón. En la longitud del oleoducto se encuentran 3 válvulas de corte automáticas que se accionan por muy baja presión en caso de rotura y se dispone de un sistema de detección automático de fugas denominado “Visual Pipeline”. Su área de influencia se ubica en el municipio de Arauquita, (Arauca), y cruza por 10 Veredas: Tropicales, Gaviotas del Caranal, San Isidro, La Reserva, Los Colonos, San Juan de Reinera, El Progreso, Mataoscura, La Osa y La Arenosa.

2.6.2.13 Sistemas operados por Ecopetrol

La información de estos sistemas se toma de lo reportado para tarifas por parte de ECOPETROL indica lo siguiente:

Oleoducto Castilla – Apiay

Longitud: 46.97 Km
Diámetro: 16”
Capacidad operativa: 236 KBDC

El oleoducto fue construido el año 2005, inicia en la vereda Caño Grande del municipio Castilla la Nueva (Meta) y finaliza en la planta Apiay en la vereda Peralonso, municipio de Villavicencio (Meta), la tubería es 100% enterrada, atraviesa 63 cuerpos de agua y 20 paso"; carreteables y férreos. Tiene 4 válvulas de seccionamiento. Se indica que este tubo se habría utilizado como oleoducto

hasta el primer semestre del 2016 por la entrada del oleoducto San Fernando - Monterrey propiedad de CENIT S.A.S. y que ahora es para diluyentes.

Oleoducto Tello – Dina

Longitud: 15.77 Km
Diámetro: 12”
Capacidad operativa: 23.70 KBDC

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

Oleoducto Casabe – Galán

Longitud: (9.53/0.60/0.11) = 10.24Km
Diámetro: 16”/ 12”/ 10”
Capacidad operativa: 75.80 KBDC

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

Oleoducto El Centro – Galán

Longitud: 24 Km
Diámetro: 12”
Capacidad operativa: 50.50 KBDC

Este oleoducto transporta los crudos desde El Centro, en la estación deshidratadora hasta Casa Bombas 8 en la Refinería de Barrancabermeja.

Oleoducto Conex. Gibraltar – Iny. A Caño Limón Coveñas

Longitud: 1.95 Km
Diámetro: 4”
Capacidad operativa: 10 KBDC

Este oleoducto transporta crudos desde la estación Gibraltar hasta el punto de conexión del oleoducto Caño Limón - Coveñas de CENIT S.A.S. entre las estaciones de Banadla y Samoré por medio de un bunker de Interconexión

Oleoducto Rio Ceibas-Tello

Longitud: 9.5 Km
Diámetro: 6”
Capacidad operativa: 23 KBDC

El Oleoducto Rio Ceibas- Tello conecta la Estación de tratamiento de crudo del campo Rio Ceibas, localizado a 25 kilómetros de la Ciudad de Neiva con el Oleoducto Tello-Dlna.

Oleoducto Chichimene – Castilla

Longitud: 11.73 Km
Diámetro: 16”
Capacidad operativa: 50 KBDC

El oleoducto se construyó en el año 2005, inicialmente se utilizaba como línea de transferencia entre las Estaciones Chichimene y Castilla.

Oleoducto Teca – Vasconia

Longitud: 4.06 Km

Diámetro: 20”
Capacidad de diseño: No se especifica KBDC

El Oleoducto transporta crudos pesados desde el campo Teca hasta la estación de Vasconia (CENIT S.A.S., ODC, OCENSA),

Oleoducto Yarirí – Comuneros

Longitud: 19.98 Km
Diámetro: 18”
Capacidad de diseño: 21.10 KBDC

Oleoducto que permite evacuar los crudos del campo Cantagallo mediante la estación deshidratadora Isla VI y llevarlos hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia la planta Ayacucho de CENIT S.A.S. mediante la interconexión en el municipio de Comuneros a las líneas de *8”,* 14" Y 18" de CENIT S.A.S.

Oleoducto Lago Agrio – Colón

Longitud: 37 Km
Diámetro: 12”
Capacidad de diseño: 50 KBDC

Este es un oleoducto que permite la interconexión por ducto con Lago Agrio en Ecuador, no se ha solicitado en ese periodo cargos en este periodo tarifario.

2.5.2.15 Sistemas operados por PERENCO OIL & GAS LIMITED

Oleoducto Guandó – Chicoral

Longitud: 59.16 Km
Diámetro:
Capacidad de diseño: 49 KBD

El oleoducto Guando – Chicoral es propiedad de la Asociación Boquerón y conecta las facilidades del Campo Guando con el oleoducto OAM a la altura del Municipio de Chicoral. El Campo Guando se encuentra en el departamento del Tolima, área rural de Melgar a 200 Km al sur-occidente de Bogotá, en la vía Melgar – Icononzo.

La estación inicial en Guandó cuenta con cuatro (4) unidades (Booster + Principales) de 15 KBD a con una presión de descarga de 1,000 psi.

2.5.2.16 Sistemas operados por PERENCO COLOMBIA LIMITED

Oleoducto La Gloria Norte – Araguaney

Longitud: 47.1 Km
Diámetro: 8”
Capacidad de diseño: especificada en cada trayecto

Este oleoducto es de propiedad de la Asociación Casanare y conecta las facilidades del Campo La Gloria Norte con la Estación Araguaney.

El campo La Gloria Norte se encuentra ubicado en la vereda La Alemania, corregimiento de Tilodirán, jurisdicción del Municipio de Yopal, la Estación Morichal se encuentra ubicada en la Vereda La Unión, Jurisdicción del Municipio de Yopal, la Estación Araguaney se encuentra localizada en la vereda la Niata corregimiento Qlcaraván- la Niata del municipio de El Yopal.

El Oleoducto la Gloria Norte Araguaney está conformado por dos trayectos:

Trayecto La Gloria Norte – Morichal:

Tiene una longitud aproximada de 13.0 Km, tiene una presión de diseño de 1,750 PSI y una capacidad de 9 KBD.

Trayecto Morichal – Araguaney:
.
Tiene una longitud aproximada de 16.6 Km, tiene una presión de diseño de 1,750 PSI y una capacidad de 18.1 KBD.

Oleoducto Los Toros – Araguaney

Longitud: 142.9 Km
Diámetro: 6” y 8”
Capacidad de diseño: especificada en cada trayecto

El oleoducto Los Toros - Araguaney es de propiedad de las Asociaciones Estero y Casanare y conecta las facilidades de la Estación Los Toros con la Estación Araguaney.

El Oleoducto está dividido en tres (3) Trayectos:

Trayecto Los Toros – Gaván:

Tiene una longitud aproximada de 62.1 Km y está construido en tubería de 8” de diámetro. Su presión de diseño es de 1,750 PSI y tiene una capacidad de 10.8 KBD.

Trayecto Gaván – Barquereña:

Este trayecto, que conecta la Estación Gaván con el punto de Inyección de crudo proveniente del campo Barquereña, tiene una longitud aproximada de 18.0 Km y está construido en tubería de 8” de diámetro, su presión de diseño es de 1,750 PSI y tiene una capacidad de 18 KBD.

Trayecto Barquereña – Araguaney:

Tiene una longitud aproximada de 48.5 Km y está construido en tubería de 8” de diámetro, su presión de diseño es de 1,750 PSI y tiene una capacidad de 20.5 KBD.

Oleoducto Sardinas – Araguaney

Longitud: 118. Km
Diámetro: 6” y 8”
Capacidad de diseño: especificada en cada trayecto

El oleoducto Sardinas - Araguaney es de propiedad de las Asociaciones Garcero, Orocue y Casanare y conecta las facilidades de la Estación Sardinas con la Estación Araguaney.

El Oleoducto está dividido en tres (3) Trayectos:

Trayecto Sardinas – Chigüiros:

Tiene una longitud aproximada de 61.8 Km, está construido en tubería de 8” de diámetro, su presión de diseño es de 1,540 PSI y tiene una capacidad de 13.3 KBD.

Trayecto Chigüiros – Tocaría:

Este trayecto, que conecta la Estación Chigüiros con el punto de Inyección de crudo proveniente del campo Tocaría, tiene una longitud aproximada de 40.1 Km. Este trayecto tiene dos (2) secciones:1) Chigüiros - El Cruce, de 6” de diámetro y su presión de diseño es de 2,560 PSI y 2) El Cruce – Tocaría, de 8” de diámetro, su presión de diseño es de 1,750 PSI.

La capacidad de este trayecto es de 13.7 KBD

Trayecto Tocaría – Araguaney:

Tiene una longitud aproximada de 16.41 Km, está construido en tubería de 8” de diámetro, su presión de diseño es de 1,750 PSI y su capacidad es de 18.5 KBD.

2.6.3 Indicadores de cobertura geográfica

A partir del procesamiento de la información de base empleada para el cálculo de impuestos de transporte de crudo por oleoductos fue posible establecer una depuración de los kilómetros de tubería por departamento.

Es importante anotar que se encontraron en la base de datos diferentes longitudes para un mismo ducto y algunos no tienen que ver con el trazado del mismo, por lo

que fue necesario un proceso de depuración que aún está en curso y que se anexa en el archivo Municipios con tubería.xlsx

A modo de resumen se incluye la siguiente tabla

Tabla 2-4. Distribución geográfica de la infraestructura por departamentos

Departamentos	Municipios	Km	Participación
Antioquia	9	751.03	10.5%
Arauca	4	226.92	3.2%
Bolívar	9	138.67	1.9%
Boyacá	18	394.07	5.5%
Caldas	1	308.24	4.3%
Casanare	10	690.10	9.6%
Cauca	1	9.55	0.1%
Cesar	10	476.57	6.7%
Córdoba	10	372.72	5.2%
Cundinamarca	2	56.18	0.8%
Huila	8	255.58	3.6%
Magdalena	7	168.58	2.4%
Meta	5	190.20	2.7%
Nariño	12	265.94	3.7%
Norte de Santander	12	581.73	8.1%
Putumayo	8	324.23	4.5%
Santander	13	947.21	13.2%
Sucre	13	267.63	3.7%
Tolima	22	736.05	10.3%
Total	174	7161.1932	

Fuente: A partir de información de base para cálculo de impuesto de transporte

A la siguiente tabla es necesario hacer las siguientes salvedades

- Algunos presentan datos diferentes a los reportados , araguaney monterrey, el Centro – Galan, Casabe- Galán, Tello- Dina, Velásquez Galán
- Faltan algunos oleoductos, como Gibraltar Caño Limón, Chichimene Apiay, Sur Ceibas, Ocelote- Palmeras.
- Vasconia galán figura con dos ductos en papel pero no se especifican acá

- En el archivo mencionado se describe a escala Municipal, 174 municipios donde se destaca a Barrancabermeja como el Municipio con mayor cantidad instalada en tubos con 5.2% de la infraestructura total, equivalente a 375 km aprox., seguido por la Dorada con 4.3% de participación y 308 km.

2.6.4 Situación de seguridad

Información marcada como confidencial

3 ANÁLISIS ACTUAL DE REGULACIÓN Y NORMATIVIDAD, SU IMPACTO Y CONDICIONES OPERATIVAS ACTUALES

3.1 Aspectos legales

3.1.1 Aspectos Generales

En el año 1953, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 1056 o Código de Petróleos, modificado por la Ley 10 de 1961, mediante el cual se codificaron todas las disposiciones legales y reglamentarias vigentes sobre petróleos. Se declaró de utilidad pública esta industria, en sus ramos de exploración, explotación, refinación y transporte; y se consideró como servicio público la actividad de transporte y distribución del petróleo y sus derivados.
Así mismo el Código regula cada una de las actividades relacionadas con la industria. Sobre el transporte por oleoductos podemos destacar temas referentes a:

- Solicitud de información a los agentes
- Servidumbres e imposición de las mismas
- Impuestos y derechos de aduana. Exenciones
- Oleoductos de uso público y de uso privado
- Procedimiento para la construcción de oleoductos de uso público y privado
- Derecho de Acarreo y Derecho de Preferencia
- Contratos
- Acceso de terceros
- Impuesto de transporte
- Derecho de reversión.
- Fijación y revisión de Tarifas, entre otros.

Para el fin que nos compete, es importante referirnos a algunos aspectos que se relacionan de manera directa o indirecta con la definición de la metodología tarifaria para la fijación y/o revisión de las tarifas para el transporte de crudos por oleoductos.

3.1.1.1 Oleoductos de Uso Público y de Uso Privado

Como lo plantea el artículo 45 del Código de Petróleos, la división de oleoductos públicos y privados depende del servicio a que estén destinados los mismos.

"…*Son de uso privado los construidos y beneficiados por las propias empresas explotadoras o refinadoras de petróleo, para su uso exclusivo y el de sus afiliados, ya se trate de petróleo de concesiones nacionales o de petróleo reconocido como de propiedad privada. También son de uso privado los construidos por dos o más compañías no afiliadas para beneficio de sus respectivas explotaciones, si la construcción en común del oleoducto se justifica, a juicio del Gobierno, por razones económicas que redunden en beneficio de los explotadores y del país. Los demás oleoductos serán de uso público.*

Todos los oleoductos de uso público serán considerados como empresas públicas de transporte…"

Así mismo, establece el artículo 46 que toda persona que explote o refine petróleo tiene derecho a construir y beneficiar uno o más oleoductos para el servicio de su propia explotación o el de sus afiliadas. Los oleoductos de uso público pueden ser construidos por cualquier persona que tenga capacidad financiera suficiente, previo contrato con el Gobierno, que también podrá construirlos directamente o a través de contratos.

En cuanto a la capacidad sobrante de los oleoductos de uso privado, prevé el artículo 47 que deberá utilizarse para el acarreo de terceros, sin que pierda su condición de uso privado.

Estas previsiones, entre otras, sirven de fundamento a las reglas de acceso y conexión que actualmente se encuentran en el Reglamento Técnico expedido por el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 72145 de 2014.

3.1.1.2 Fijación y Revisión de Tarifas

Sobre este tema, los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos constituyen la base Sobre este tema, los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos constituyen la base

de la regulación que expida el Ministerio de Minas Energía, específicamente la Dirección de Hidrocarburos, como competente para establecer *la metodología, fijar y revisar las tarifas de transporte por oleoductos.*[2]

El primero determina las bases sobre las cuales se fijarán las tarifas:

> "ARTÍCULO 56. El Gobierno, de acuerdo con los contratistas de exploración y explotación o de oleoductos, o de acuerdo con los explotadores de petróleo de propiedad privada, fijará las tarifas de transporte, teniendo en cuenta:
>
> 1. **La amortización del capital invertido en la construcción.**
>
> 2. **Los gastos de sostenimiento, administración y explotación.**
>
> 3. **Una ganancia equitativa para el empresario, que se fijará de acuerdo entre éste y el Gobierno, sobre la base de las utilidades que en otros países, y especialmente en los Estados Unidos, tengan las empresas semejantes de oleoductos, y teniendo en cuenta también el desarrollo económico de los campos petrolíferos servidos por el oleoducto de que se trata.**
>
> Las disposiciones de este artículo son aplicables a los otros sistemas de transporte del petróleo y sus derivados.
>
> Ningún oleoducto que se construya en el país podrá darse al servicio sin la aprobación de las tarifas de transporte, impartida por el Gobierno de conformidad con este artículo.
>
> En caso de no llegar a un acuerdo para la fijación de tarifas, el asunto se resolverá por peritos nombrados de conformidad con el Artículo 11 de este Código. **(negrillas fuera del texto) …"**

Y el artículo 57, se refiere a la revisión de las tarifas:

---

[2] **Decreto 070 del 17 de enero de 2001.** Artículo 25, se le otorga a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, entre otras, la función de determinar la metodología para la fijación de tarifas de transporte de petróleo por oleoducto y calcular las que apliquen. **Derogado por el Decreto 381 de 2012 el cual fue adicionado por el Decreto 1617 de 2013,** determinando como función de la Dirección de Hidrocarburos: *establecer la metodología, fijar y revisar las tarifas de transporte por oleoductos* (Numeral 30, artículo 8)

"El Ministerio de Minas y Petróleos, de acuerdo con cada uno de los explotadores de toda clase de oleoductos, revisará las tarifas de transporte, trasiego y almacenamiento, cada cuatro (4) años, para fijar las que hayan de regir en el período siguiente y teniendo en consideración:

a) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados;

b) Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos, y

c) Una utilidad liquida equitativa para el empresario del oleoducto.

Para determinar la utilidad líquida equitativa de cada empresario se tomará en cuenta el justo valor del oleoducto en la época de la revisión de las tarifas, así como el período de desarrollo en que se encuentra la empresa, la duración del contrato y el mutuo interés del transportador y los cargadores.

En caso de no llegar a un acuerdo para la revisión de las tarifas, el asunto se resolverá por peritos nombrados de conformidad con el Artículo 11 de este Código.

También podrán revisarse las tarifas en cualquier tiempo a solicitud de los empresarios de oleoducto o de los cargadores o de oficio, cuando sobrevengan, a juicio del Gobierno, imprevisibles y graves alteraciones de la normalidad económica que afecten el equilibrio financiero del contrato, de la empresa transportadora o de los cargadores. **(negrillas fuera del texto)."**

Sobre el artículo 56 debemos señalar que algunos textos del Código de Petróleos consultados en internet presentan algunas diferencias en cuanto:

- al numeral 3, al establecer:
  "…
  *3. Una **garantía** equitativa para el empresario, que se fijará de acuerdo entre éste y el Gobierno, sobre la base de las utilidades que, en otros países, y especialmente en los **Estados** tengan las empresas semejantes de*

oleoductos, y teniendo en cuenta también el desarrollo económico de los campos petrolíferos servidos por el oleoducto de que se trata.
…".

Por tal motivo consultamos en la Hemeroteca del Congreso el Diario Oficial No 28199 del 16 de mayo de 1953, y pudimos establecer en el texto publicado en dicho Diario que el artículo vigente es el transcrito en la primera parte de este Numeral. **(Se adjunta copia de la parte pertinente del Diario Oficial).**

- Así mismo, y en cuanto a la vigencia del mencionado artículo, en sus notas de vigencia mencionan que el artículo 56 fue derogado por el artículo 31 de la Ley 10 de 1961, sin embargo, revisado en la Hemeroteca del Congreso, el Diario Oficial No 30.477 del 27 de marzo de 1961 **(el cual se adjunta a este documento)**, no se encuentra tal derogación. Por ello, solicitamos apoyo al Ministerio de Justicia – Dirección de Ordenamiento Jurídico, para confirmar la vigencia del artículo 56, y nos encontramos a la espera de la respuesta de parte de esa Entidad.

Ahora bien, en los artículos 202, 203 y 204 encontramos el objetivo para la fijación de tarifas para oleoductos de uso público y de uso privado, que en el caso de los primeros considera un transporte equitativo para los explotadores que usen este tipo de oleoductos.

Así mismo, establecen la entrega de información de parte de los empresarios del transporte para:

- La determinación de la tarifa, para lo cual requieren "…un informe documentado que acredite los gastos hechos por ellos para la construcción del oleoducto, con un cálculo de la rata anual que deberá satisfacerse para amortizar el capital invertido, el presupuesto de gastos de sostenimiento, administración y explotación. Si el Ministerio de Minas y Petróleos lo juzgare necesario, podrá hacer verificar la exactitud de los datos suministrados de conformidad con lo previsto en el artículo 7 .

Con los datos así obtenidos y teniendo en cuenta la ganancia equitativa de acuerdo con el numeral 3 del artículo 56, y que deberán acordar el Ministerio de Minas y Petróleos y el empresario, se fijarán las tarifas de transporte en cada caso."[3]

- La revisión y fijación de la tarifa, "en un informe especial que anualmente deberá presentarse al Ministerio de Minas y Petróleos, cada empresario de oleoductos dará cuenta detallada de las inversiones de capital que en el año a que se refiere el informe haya hecho para el ensanche de la empresa, de la amortización y también sobre los gastos de sostenimiento, administración y explotación de ella en el mismo tiempo. El informe deberá estar acompañado de los comprobantes respectivos. Si el Ministerio de Minas y Petróleos lo juzgare necesario, podrá hacer verificar la exactitud de los datos suministrados, de conformidad con lo previsto en el artículo 7o.

Los datos anteriores servirán para fijar la tarifa que debe regir en el período siguientes, con sujeción a las reglas dadas en el artículo 57".[4]

El Ministerio de Minas y Energía, soportado en estas normas ha fijado las tarifas para el transporte por oleoductos, y desde el año 2010, la Dirección de Hidrocarburos expidió el reglamento técnico para el transporte de crudos por oleoductos, y una metodología y su procedimiento para definir las tarifas, que tienen una vigencia de cuatro (4) años, cuyo último periodo es el comprendido entre los años 2015- 2019.

Estas normas fueron modificadas en el año 2014[5], incluyendo:

- En el Reglamento Técnico: la regulación general aplicable al transporte de crudo por oleoducto, con el fin de que se puedan asegurar los principios de libre acceso de terceros sin discriminación y ofrecer a los distintos agentes de la cadena del crudo las condiciones regulatorias de esta actividad, que les permita disponer del transporte a precios eficientes.

[3] Artículo 203 Código de Petróleos.

[4] Artículo 204 íbidem.

[5] Resoluciones 72145 y 72146 de 2014 (y sus modificaciones).

- En la resolución de metodología tarifaria: la fórmula y el procedimiento (periodo de negociación directa entre agentes) de fijación de tarifas, definición de Tarifa, Periodo Tarifario y una clasificación de Trayectos en existentes, nuevos y ampliados. Así como la posibilidad de que el transportador establezca condiciones monetarias por la calidad del crudo, por condiciones contractuales y/o por otros conceptos comerciales para toda clase de trayectos, y descuentos comerciales en la tarifa en razón de la competencia con otros modos de transporte o de la coyuntura de la industria, entre otros; siempre y cuando estos descuentos se otorguen por igual a todos los remitentes o terceros que se encuentren en las mismas condiciones.

3.1.1.3 Impuesto de Transporte:

Este impuesto, se genera por el transporte de hidrocarburos (crudo o gas), que es transportado a través de oleoductos o gasoductos.

Según la normatividad[6] el impuesto es el 6% del valor resultante de multiplicar el número de barriles transportado por la tarifa vigente para cada oleoducto, por la longitud del respectivo tramo, teniendo en cuenta la tasa de cambio del trimestre a liquidar. Para los oleoductos que se construyan con destino al transporte de hidrocarburos provenientes de explotaciones situadas en la región oriental, será del 2%.

Se cobra por trimestre vencido al propietario del crudo; y la base gravable corresponde al número de barriles transportados netos, entendiéndose como barriles netos el volumen de líquidos de petróleo, excluidos los sedimentos y agua, corregidos en condiciones estándar de temperatura y presión o su equivalente por cada uno de los oleoductos.

[6] Código de Petróleos, Decreto 2140 de 1955, Ley 10 de 1961, Ley 141 de 1994, Ley 1530 de 2012, Resolución 72537 de 2013.

3.1.1.4 Contratos:

El Reglamento Técnico define el contrato de transporte como aquel en el que el Transportador se compromete con el remitente, a cambio de un precio, a transportar determinado volumen de crudo en un plazo fijado, desde un punto de entrada hasta un punto de salida.

Las minutas correspondientes a cada una de las modalidades contractuales son publicadas en los Boletines de Transporte por Oleoducto (BTO) de cada Transportador, y su contenido mínimo está definido en el artículo 20 del Reglamento.

Las modalidades utilizadas son: Ship and Pay, Ship or Pay (dependiendo del compromiso de utilización o pago del servicio) y Spot.

3.1.2 Marco Normativo de las tarifas de transporte de crudo por Oleoducto

A continuación se enmarca los impactos del marco normativo

3.1.2.1 1.- Generales:

Establecen el marco normativo sobre el cual se debe fundamentar la regulación que expida el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección competente, para reglamentar la prestación del servicio de transporte de crudo por oleoducto y la metodología para establecer las tarifas de transporte por oleoducto de uso público. Para oleoductos de uso privado sólo aplicará esta metodología en el evento en que terceros accedan a los mismos y cuando el Gobierno decida hacer uso del derecho de recibir sus regalías en el campo de producción y transportarlas por su cuenta al terminal marítimo del oleoducto, o a otro punto intermedio del oleoducto donde pueda necesitarlas, haciendo uso del derecho de preferencia establecido en el artículo 45.:

- Decreto 1056 de 1953. Por medio del cual se expide el Código de Petróleos.
- Ley 10 de 1961. Modifica el Código de Petróleos.

3.1.2.2 2.- Competencia del Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos, para expedir normas relativas al servicio de transporte por oleoductos y metodología tarifaria:

- Decreto 070 de 2001: Artículo 25, le otorga a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, entre otras, la función de determinar la metodología para la fijación de tarifas de transporte de petróleo por oleoducto y calcular las que apliquen.
- Decreto 381 2012, deroga el decreto 070 de 2001.
- Decreto 1617 de 2013, adiciona el Decreto 381 de 2012 estableciendo como función de la Dirección de Hidrocarburos: *establecer la metodología, fijar y revisar las tarifas de transporte por oleoductos* (Numeral 30, artículo 8).

3.1.2.3 3.- Reglamento Técnico:

- Resolución MinMinas 181258 del 14 de Julio de 2010, por medio de la cual se señaló el procedimiento, requisitos y obligaciones a cargo del transportador para llevar a cabo el transporte de crudos por oleoductos, así como los correspondientes para que los demás agentes puedan acceder a ese medio de transporte. De esta resolución se pueden destacar los siguientes artículos, entre otros que tienen relación con el tema de tarifas de transporte:

  Artículo 1.- Objetivo y Campo de Aplicación:
  "… y ofrecer a los distintos agentes de la cadena del crudo las condiciones regulatorias de esta actividad, que les permita disponer de dicho transporte a precios justos y razonables, conforme a la determinación de tarifas que expida el Ministerio de Minas y Energía mediante el acto correspondiente.

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

- Artículo 2.- Definiciones: Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora, Capacidad Efectiva o Capacidad Efectiva de Transporte, Capacidad Disponible, Capacidad Nominal, Pérdidas Identificables y Perdidas no Identificables, Tarifa de Transporte:

Tarifa de Transporte*: Valor monetario único, por barril transportado en un trayecto, que cobra el transportador a todos los remitentes en igualdad de condiciones y que es la base de la liquidación del impuesto de transporte, acorde con lo previsto en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos y reglamentado en la resolución que determine la metodología tarifaria. Sobre esta tarifa aplicarán los sobrecargos, bonificaciones y descuentos de que tratan las condiciones monetarias.*

- Artículo 3.- Funciones del Ministerio de Minas y Energía:

"…corresponde a este Ministerio, a través de la Dirección de Hidrocarburos las siguientes funciones:
4. Determinar la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.
5. Revisar, cuando sea necesario, los programas de inversión, operación y mantenimiento en los oleoductos directamente relacionados con el cálculo tarifario.
7. Bajo los parámetros del artículo 57 del Código de Petróleos, o las normas que lo modifiquen o sustituyan, revisar las tarifas de transporte cuando lo solicite un agente o de oficio.
…"

- Artículo 5.- Obligaciones del transportador:

El transportador de crudo por oleoducto tiene las siguientes obligaciones:
15. Cobrar por concepto del servicio de transporte, tarifas conforme lo establecido en la metodología tarifaria fijada por la Dirección de Hidrocarburos.
17. Publicar las tarifas de transporte en el BTO.
26. Suministrar a la Dirección de Hidrocarburos la información de costos, tarifas y volúmenes y toda aquella que esta le solicite.

- Artículo 8.- *Boletín de Transporte por Oleoducto, BTO.*

" Cada transportador deberá implementar su Boletín de Transporte por Oleoducto, BTO, dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, con el objeto de poner a disposición de los diferentes agentes y mantener actualizada, como mínimo, la siguiente información, para cada uno de los oleoductos que atiende:
a) Información de acceso público:
2. Tarifas vigentes de transporte para cada trayecto.

3. Tablas de valores o fórmulas de cálculo vigente de las condiciones monetarias.
…"

Reglamenta adicionalmente todo lo relacionado a Manual del Transportador, BTO, nominaciones, calidad del crudo a transportar, pérdidas, conexiones, entre otros.

- Resolución 72145 de 2014, por la cual se reglamenta el transporte de crudo por oleoductos. Deroga la Resolución 181258 de 2010, destacando:

ARTÍCULO 1o. OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN. Establecer la regulación general aplicable al transporte de crudo por oleoducto, con el fin de que se puedan asegurar los principios de libre acceso de terceros sin discriminación, como lo disponen los artículos 47 y siguientes del Código de Petróleos o las normas que los modifiquen o sustituyan, y ofrecer a los distintos agentes de la cadena del crudo las condiciones regulatorias de esta actividad, que les permita disponer del transporte a precios eficientes, conforme a la determinación de la metodología tarifaria prevista en la Resolución número 72146 del 7 de mayo de 2014 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

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

- Artículo 2.- Definiciones: Capacidad Contratada, Capacidad del Derecho de Preferencia, Capacidad de Diseño o Capacidad Transportadora, Capacidad del Propietario, Capacidad Efectiva, Capacidad Liberada, Capacidad Sobrante, Crudo a Transportar, Crudo Fiscalizado, Factor de Servicio, Pérdidas Identificables y Perdidas no Identificables, Tarifa de Transporte:

"Tarifa de transporte: Precio por barril de crudo según la modalidad del contrato de transporte para un trayecto, que cobra el transportador a todos los remitentes y que es la base de la liquidación del impuesto de transporte, acorde con lo previsto en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos y con la Resolución número 72146 del 7 de mayo de 2014 o las normas que modifiquen o sustituyan las citadas disposiciones"

- Artículo 3.- Funciones del MME:
  "…

  3. Determinar la metodología, fijar y revisar las tarifas de transporte de crudo por oleoductos, acorde con lo establecido en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos, en concordancia con lo previsto en la Resolución número 72146 del 7 de mayo de 2014 o aquella que la modifique o sustituya, de oficio o a solicitud del transportador o del remitente.
  …".

- Artículo 4.- Obligaciones del Remitente:
  11. Pagar la tarifa y las condiciones monetarias respectivas, en el evento en que apliquen para estas últimas, establecidas para el (los) trayecto(s) objeto del servicio, acorde con lo previsto en la Resolución número 72146 del 7 de mayo de 2014 o aquella que la modifique o sustituya y conforme a la presente resolución.
  12. Suministrar la información que la Dirección de Hidrocarburos requiera con el fin de ejercer las actividades de regulación, supervisión y control del servicio de transporte de crudo por oleoductos.

- Artículo 5.- Obligaciones del Transportador:
  "…
  13. Establecer las tarifas conforme a la metodología prevista en la Resolución número 72146 del 7 de mayo de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.
  23. Suministrar a la Dirección de Hidrocarburos toda la información que esta le solicite con el fin de ejercer las actividades de regulación, supervisión y control del servicio de transporte de crudo por oleoductos.
  …"
- ARTÍCULO 8o. BOLETÍN DE TRANSPORTE POR OLEODUCTO, (BTO).

  Cada transportador deberá implementar su Boletín de Transporte por Oleoducto, (BTO), con el objeto de poner a disposición de los diferentes agentes y demás interesados como mínimo la siguiente información para cada uno de los oleoductos que atiende, y mantenerlo actualizado con una periodicidad máxime mensual o cada vez que sea necesario.
  a) Información de acceso público:
  1. Descripción general del oleoducto.

2. Tarifas vigentes de transporte promedio para cada trayecto.
3. Tablas de valores de las condiciones monetarias y sus respectivas condiciones estándar para cada trayecto, en el evento en que apliquen.
4. Capacidad de diseño del oleoducto, y relación de los proyectos de ampliación y cambios en la infraestructura en el sistema de transporte, que afecten la capacidad de diseño del oleoducto durante los próximos cinco (5) años.
5. Capacidad efectiva para el mes de operación y estimada para los cinco (5) meses siguientes, con base en el programa de Transporte.
6. Capacidad sobrante del oleoducto para el mes de operación con base en el programa de transporte; mensual estimada para el próximo año y anual para los próximos cinco (5) años con base en el plan de transporte.
7. Capacidad Liberada, discriminada por todos los remitentes oferentes de capacidad liberada para cesión con sus respectivos volúmenes, y por todos los terceros o remitentes demandantes de capacidad liberada y sus volúmenes requeridos.
8. Estadísticas diarias de utilización del oleoducto para el último mes de operación y mensuales para los últimos dos (2) años, con base en la información del programa de transporte y los balances volumétricos.
9. Las tarifas de transporte promedio históricas, y sus condiciones monetarias, en el evento en que apliquen para estas últimas, 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.
10. Minutas contractuales correspondientes a cada una de las diferentes modalidades de contrato de transporte que el transportador pueda celebrar con los remitentes y terceros.
11. Manual del transportador, de conformidad con el artículo 6 de esta Resolución.

Esta resolución reglamenta adicionalmente todo lo relacionado con el Manual del Transportador, BTO, contratos, nominaciones, calidad del crudo a transportar, pérdidas, conexiones, mercado secundario, entre otros.

3.1.2.4 4.- Metodología Tarifaria (revisar matriz adjunta)

- Resolución MinMinas 124386 de 2010, establece la metodología y procedimiento de fijación de tarifas. Modificada por las siguientes resoluciones:

Resolución 124547 de 2010, que modificó la definición de año tarifario y la fórmula del Anexo 5 sobre costos variables por barril.

Resolución 124663 de 2010, para las ampliaciones de gasoductos en operación y se refiere a una regulación de costo medio.

- Resolución MinMinas 72146 de 2014, define la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudos por oleoductos y derogó las resoluciones anteriores:

Incluye las siguientes definiciones:

Año tarifario:
Período comprendido entre el 1o de julio al 30 de junio del año calendario. Se entiende también por año tarifario como el periodo entre la fecha de inicio de operación de un trayecto por primera vez según el acto administrativo de inicio de operaciones o la fecha de inicio de una revisión tarifaria extemporánea, y el 30 de junio siguiente.

Período tarifario:
Término de cuatro (4) años tarifarios o aquellos que resten de ese periodo, en el que las tarifas de transporte apliquen después del inicio de dicho término para cada trayecto.

Trayecto ampliado:
Es el trayecto de un oleoducto cuya capacidad de diseño al momento de fijar la tarifa es mayor que la capacidad de diseño que tenía en el periodo tarifario inmediatamente anterior.

Trayecto existente:
Es el trayecto de un oleoducto que al momento de entrada en vigencia de esta resolución está en operación, y tiene Resolución de tarifa aprobada.

Trayecto Nuevo:
Trayecto de un oleoducto que ingresa por primera vez a operación y cuyo acto administrativo de inicio de operaciones es expedido después de la fecha de entrada en vigencia de esta resolución.

Define las inversiones y costos a reconocer, el procedimiento para la fijación de tarifas en trayectos nuevos, ampliados y existentes, la revisión de tarifas, fórmula tarifaria y condiciones monetarias, entre otros.

Modificada por las siguientes resoluciones:

Resolución 72216 de 2014

- *Se modifica la fórmula del Anexo número 1 - Ingreso Anual Reconocible por Remuneración al Capital.*
- *Se modifica el artículo 15. Factor Anual de Actualización Tarifaria*
- *Se modifica el parágrafo 1° del artículo 16 Aplicación de tarifas de la Resolución número 72 146 del 7 de mayo de 2014, el cual quedará así:*

  "Parágrafo 1°. El transportador podrá descontar del precio por concepto del servicio de transporte a los remitentes propietarios del oleoducto de uso privado, la parte de la tarifa de transporte de sus crudos correspondiente a la remuneración al capital y la utilidad reconocida.
    - *Se modifica el Artículo 4°. Modificar el artículo 15 Factor Anual de Actualización Tarifaria de la Resolución número 72 146 del 7 de mayo de 2014, en la expresión que define el factor D el cual quedará así:*

  D *La relación de los promedios de la tasa de cambio representativa del mercado (TRM), diaria, entre dos periodos consecutivos de doce (12) meses, según el Banco de la República, en que el numerador es el promedio en el año tarifario más reciente y el denominador es el promedio en el año tarifario anterior. Esta relación de tasas de cambio corresponde entonces a uno (1) más la devaluación estimada entre el inicio del año tarifario anterior y el inicio del año tarifario en consideración.*

Resolución 31325 de 2015, modifica:

- el artículo 6, Fijación de la Tarifa del Trayecto Existente.
- el Parágrafo 3 del artículo 7.
- el inciso primero del parágrafo 4 del artículo 7.
- el artículo 17, condiciones monetarias.
- la definición de Unidad del Factor ya incluida en la fórmula Anexa No 1. Ingreso Anual Reconocible por remuneración al capital.

- se adiciona la definición de Unidad del Factor Fórmula Anexa No 2, Ingreso Anual Reconocible por Costos Fijos.
- el Facto CV, incluida en la fórmula anexa No 4, costo variable de operación por barril de crudo.
- la fórmula Anexa No 5, Ingreso Anual Real.
- la fórmula Anexa No 6, Ingreso Anual Percibido.
- La fórmula Anexa No 7, Ingreso Anual Proyectado.

Resolución 31489 de 2015.

- Amplía el plazo de negociación directa entre agentes a cuatro (4) meses.

Resolución 31566 de 2015

- Amplía el plazo de negociación para algunos agentes hasta el 30 de junio de 2016.

Resolución 31285 de 2016

- Adiciona un parágrafo al artículo 2 de la Resolución 72 146 de 2014, incluyendo otras condiciones monetarias, referentes *a* descuentos comerciales en la tarifa que podrá otorgar el transportador, en razón de la competencia con otros modos de transporte o de la coyuntura de la industria, entre otros; siempre y cuando estos descuentos se otorguen por igual a todos los remitentes o terceros que se encuentren en las mismas condiciones

- Modifica el inciso sexto del artículo 6 de la Resolución 72 146 de 2014, que ya había sido modificado por el artículo 1o de la Resolución 31 325 de 2015, estableciendo que:

"El acuerdo entre agentes podrá comprender: 1. La tarifa de transporte, que podrá tener en cuenta criterios diferentes a los establecidos en el artículo 7 de esta resolución. La tarifa podrá estar denominada, una parte, en dólares americanos y otra en pesos colombianos. 2. Las condiciones monetarias que se aplicarán sobre la tarifa durante el período en que regirá. 3. La actualización tarifaria anual durante el período tarifario. En caso de que no haya acuerdo sobre la actualización anual, esta se hará conforme con lo establecido en el artículo 15 de esta resolución, y 4. La tarifa única para un grupo de trayectos existentes.".

Tabla 3-1. Regulación expedida en materia de metodología tarifaria

ACTO ADMINISTRATIVO	**FECHA**	**OBSERVACIONES**
Resolución 124386 *(Derogada)*	Julio 15 de 2010	Establece la metodología para la fijación de tarifas por el transporte de crudos por oleoducto: • Primer periodo tarifario: 1 de abril de 2011 al 31 de marzo de 2015. • Año Tarifario: Período comprendido del 1º de abril al 31 de marzo siguiente. • Define trayecto ampliado, trayecto no ampliado y trayecto nuevo. • La tarifa se calcula por trayecto de oleoducto en dólares de los Estados Unidos de América, por barril de crudo transportado. • Las tarifas y las condiciones monetarias tendrán una vigencia de cuatro (4) años tarifarios. • Reconoce inversiones y costos conforme lo establecido en el artículo 56 del Código de Petróleos. • La fórmula tarifaria es la siguiente: $\mathbf{T} = ((\mathbf{Y} + \mathbf{C} + \mathbf{A}) / \mathbf{Q}) + \mathbf{CV}$; si es un trayecto no ampliado $\mathbf{T} = (\mathbf{Y} / \min\{\mathbf{Q}, 0{,}85 \bullet \mathbf{QMAX}\}) + ((\mathbf{C} + \mathbf{A}) / \mathbf{Q}) + \mathbf{CV}$; si es un trayecto nuevo o uno ampliado • Incluye un factor de ajuste tarifario • Reconoce costos de abandono • El procedimiento para la fijación de las tarifas y condiciones monetarias incluye las siguientes etapas secuenciales: i) Convocatoria, ii) Acuerdo entre agentes, iii) Mediación de la Dirección de Hidrocarburos en caso de desacuerdo, iv) Determinación de la tarifa por parte de la Dirección de Hidrocarburos, y v) Fijación de la tarifa del Trayecto. • Para la revisión de las tarifas cada cuatro (4) años remite al artículo 57 de Código de Petróleos. • Establece la actualización anual de la tarifa, cuando no fue acordada por las partes negociadoras, multiplicando el valor vigente del año tarifario inmediatamente anterior por el factor □ que se indica en la siguiente fórmula: $\square = 1 + \mathbf{pX} \bullet \mathbf{FX} + (1 - \mathbf{pX}) \bullet ((\mathbf{FI} / \mathbf{D}) - 1)$ • El transportador facturará el servicio como el resultado de multiplicar (i) el volumen transportado sin incluir las pérdidas no identificables que excedan de la tolerancia máxima ni las

ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA	OBSERVACIONES
		pérdidas identificables, en el evento en que el transportador no demuestre que las pérdidas fueron causadas por fuerza mayor o caso fortuito, causa extraña, vicio inherente al crudo o culpa imputable al remitente, por (ii) la tarifa fijada y teniendo en cuenta las condiciones monetarias acordadas según los artículos 5º a 11º de esta resolución. • Hace referencia al impuesto de transporte.
Resolución 124547 *(Derogada)*	Septiembre 30 de 2010	Modifica la Resolución 124386 de 2010, en los siguientes aspectos: • Definición de año tarifario: Periodo comprendido del primero de junio al 30 de julio siguiente. Lo anterior por cuanto algunos agentes solicitaron posponer al menos tres (3) meses el inicio del periodo tarifario. • La fórmula 5 Anexa a la resolución 124386, estableciendo que el costo variable por barril de crudo se determinará de la siguiente forma: $CV = [f\{(Cv_a \cdot Q_a;\ a = 1, 2, ..., h), u\} + aFA]/Q$
Resolución 124663 *(Derogada)*	Diciembre 9 de 2010	Determina la metodología para la fijación de tarifas para la ampliación de la capacidad de oleoductos en operación: • Se expide considerando que la metodología de costo medio definida en la resolución 124386 de 2010, modificada por la resolución 124547 de 2010, es adecuada para establecer tarifas de oleoductos existentes y las ampliaciones que aprovechan economías de escala, pero no para aquellas ampliaciones de capacidad cuya inclusión en la base tarifaria implica un aumento en el costo medio de prestación del servicio. • Los costos y gastos se reconocerán teniendo en cuenta los criterios definidos en el artículo 56 del Código de Petróleos. • Establece una fórmula y un procedimiento para fijas las tarifas en proyectos de ampliación que no estén basados en acuerdos comerciales. • Define un procedimiento para la fijación de tarifas en los proyectos de ampliación basados en acuerdos comerciales.
Resolución 72146 *(vigente y modificada)*	Mayo 7 de 2014	Establece la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudos por oleoductos: • Considera las recomendaciones plasmadas en el estudio realizado para el análisis de las condiciones de la integración vertical entre las actividades de producción y transporte de crudos y refinación y transporte de derivados. Entre las que se

ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA	OBSERVACIONES
		encuentran: medidas para incentivar la inversión en transporte de oleoductos, mejorar la transparencia en el acceso a la infraestructura de transporte y el seguimiento de la actividad por parte de las autoridades. • Teniendo en cuenta las anteriores recomendaciones el Ministerio consideró necesario facilitar la negociación de contratos de transporte entre agentes con diferente nivel de desarrollo/ riesgo, e incentivar la inversión en la ampliación y construcción de oleoductos. • Año Tarifario: Periodo comprendido entre el primero de julio al 30 de junio del año calendario. Se entiende también por año tarifario como el periodo entre la fecha de inicio de operación de un trayecto por primera vez según el acto administrativo de inicio de operaciones o la fecha de inicio de una revisión tarifaria extemporánea, y el 30 de junio siguiente. • Define el delta de capacidad de diseño, para trayectos ampliados. • El Periodo Tarifario es el término de cuatro (4) años tarifarios o aquellos que resten de ese periodo, en el que las tarifas de transporte apliquen después del inicio de término para cada trayecto. • Define trayecto ampliado, trayecto existente y trayecto nuevo. • Las tarifas por trayecto están definidas en dólares de los Estados Unidos de América por barril de crudo según la modalidad del contrato de transporte. • Reconoce inversiones y costos, conforme los parámetros definidos en el artículo 56 del Código de Petróleos, y adicionalmente prevé que en estos ítems se podrán incluir el aumento de la capacidad de diseño del trayecto, el mejoramiento de su confiabilidad, o el incremento de su vida útil, que puedan incidir en la inversión o en los costos a reconocer. • Reconoce costos de abandono. • La tarifa para el trayecto existente es fijada por la Dirección de Hidrocarburos acorde con el procedimiento establecido en la misma resolución. Para tal fin aplicará la siguiente fórmula de cálculo: $T = \frac{K + CF + A}{Q} + CV$ • Incluye un factor de ajuste tarifario. • La tarifa para trayectos existentes tendrá una vigencia de cuatro (4) años o en los años tarifarios que resten de ese

ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA	OBSERVACIONES
		periodo si entra en vigor con posterioridad al inicio del periodo tarifario. • Define un procedimiento para la fijación de tarifas de proyectos ampliados, que se podrán pactas entre las partes interesadas en contratar el delta de la capacidad de diseño. Si no se llega a un acuerdo entre las partes, se aplicará el procedimiento para trayectos existentes. Durante un plazo único de diez (10) años las partes interesadas podrán pactar diferentes tarifas, y vencido este plazo el delta de la capacidad de diseño hará parte del trayecto existente para los fines de esta resolución. • Para los trayectos nuevos se pueden pactar diferentes tarifas entre remitentes y transportadores que reconozcan la inversión y los costos a los que se refiere el artículo 3 de la resolución y 56 del Código de Petróleos, respetando los principios de libre acceso, libertad contractual, trato no discriminatorio y demás consagrados en el artículo 5 de la resolución. Estas tarifas se podrán pacta por un plazo único de diez (10), y finalizado este plazo el trayecto nuevo se tratará para efectos de esta resolución como trayecto existente. • La revisión de las tarifas cada Periodo Tarifario, la fundamenta en el artículo 57 del Código de Petróleos. • Reglamenta el informe especial anual que deben presentar los transportadores a la Dirección de Hidrocarburos. • Mientras las tarifas estén vigentes, y no se haya acordado su reajuste anual según el tipo de trayecto, se actualizarán anualmente multiplicando el valor vigente del año tarifario inmediatamente anterior por el factor que se indica en la formula definida en el artículo 15. • El transportador calculará el precio por concepto del servicio de transporte como el resultado de multiplicar los barriles según la modalidad del contrato de transporte por la tarifa del trayecto y teniendo en cuenta las condiciones monetarias, cuando apliquen. • Prevé que las condiciones monetarias son tablas que el transportador elabora y reporta en BTO junto con las condiciones estándar, y que representan los sobrecargos o descuentos que aplican únicamente sobre las tarifas de transporte que son fijadas por la Dirección de Hidrocarburos. En las tarifas acordadas entre transportadores y remitentes, las condiciones monetarias no aplican. Las condiciones monetarias obedecen a la variación en la calidad del crudo, en las condiciones contractuales u otros conceptos comerciales, con respecto de las condiciones estándar.

ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA	OBSERVACIONES
		• Se refiere al impuesto de transporte.
Resolución 72216 *(vigente)*	Junio 26 de 2014	Modifica la resolución 72146 de 2014, considerado algunos comentarios presentados por los agentes a esta resolución, así: • La Fórmula Anexo No 1- ingreso Anual Reconocible por Remuneración al Capital: $$K=\left(I_o(1+u^*)+\sum_{\alpha=1}^{h}\frac{I_\alpha}{(1+u^*)^{\alpha-1}}\right)\cdot f^*, \forall\alpha=(1,2,...,h)$$ • El artículo 15 – Factor Anual de Actualización Tarifaria: $$\phi=P_x\cdot FX+(1-P_X)\left(\frac{FI}{D}-1\right)(4)$$ • El parágrafo 1° del artículo 16 Aplicación de tarifas: “Parágrafo 1°. El transportador podrá descontar del precio por concepto del servicio de transporte a los remitentes propietarios del oleoducto de uso privado, la parte de la tarifa de transporte de sus crudos correspondiente a la remuneración al capital y la utilidad reconocida. • El artículo 15 Factor Anual de Actualización Tarifaria en la expresión que define el factor *D:* **D** La relación de los promedios de la tasa de cambio representativa del mercado (TRM), diaria, entre dos periodos consecutivos de doce (12) meses, según el Banco de la República, en que el numerador es el promedio en el año tarifario más reciente y el denominador es el promedio en el año tarifario anterior. Esta relación de tasas de cambio corresponde entonces a uno (1) más la devaluación estimada entre el inicio del año tarifario anterior y el inicio del año tarifario en consideración.”
Resolución 31325	Junio 30 de 2015	Modifica la resolución 72146 de 2014, considerando la situación del sector por la significativa caída de los precios del crudo a nivel mundial,

ACTO ADMINISTRATIVO	**FECHA**	**OBSERVACIONES**
(Vigente y modificada)		algunas imprecisiones de carácter técnico en los Anexos 5, 6 y 7, y los comentarios de varios de los agentes, así: • El procedimiento para la fijación de tarifas para trayectos existentes, incluyendo una etapa de negociación directa. • Los parágrafos 3 y 4 del artículo 7. • El artículo 17 sobre condiciones monetarias, estableciendo que aplican tanto para las tarifas definidas por la Dirección de Hidrocarburos como para las pactadas de común acuerdo entre transportador y remitente. • La definición de Unidad del factor Ia incluida en la fórmula Anexo No 1. • Adiciona la definición de Unidad del factor CFa incluido en la fórmula Anexa No 2. • La definición del Unidad del factor CVa incluida en la formula Anexa No 4. • La fórmula Anexa No 5- Ingreso Anual Real, la formula Anexa No 6- Ingreso Anual Percibido y la formula Anexa No 7- Ingreso Anual Proyectado.
Resolución 31489 *(Vigente y modificada)*	Septiembre 25 de 2015	Modifica la resolución 72146 de 2014, modificada por la Resolución 31325 de 2015: • Amplia a cuatro (4) meses el periodo de negociación directa entre agentes, es decir, hasta el 30 de octubre de 2015, para el periodo tarifario 2015 -2019. Lo anterior considerando las solicitudes presentadas por algunos transportadores.
Resolución 31566	Octubre 30 de 2015	Amplía hasta el 30 de junio de 2016 el plazo el plazo señalado en la resolución 31489 de 2015, por solicitud de los agentes, para que culminen la etapa de negociación directa, a las siguientes empresas: Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, Ecopetrol S.A., Gran Tierra Energy Colombia Ltd, Hocol S.A, Mansarovar Energy Colombia Ltd, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Oleoducto de Colombia S.A, Oleoducto de los Llanos Orientales S.A., Pacific Rubiales Energy y Perenco Oil & Gas.
Resolución 31285 (*Vigente)*	Junio 29 de 2016	Modifica la resolución 72146 de 2014, modificada por la Resolución 31325 de 2015, previo análisis de los comentarios presentados por la Consultora Cerrito Capital: • Adiciona un parágrafo al artículo 2: **"Parágrafo 2o.** Adicionalmente a las condiciones monetarias pactadas por la calidad del crudo, por condiciones contractuales y/o por otros

ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA	OBSERVACIONES
		conceptos comerciales; para toda clase de trayectos (existentes, ampliados o nuevos), el transportador podrá otorgar descuentos comerciales en la tarifa, en razón de la competencia con otros modos de transporte o de la coyuntura de la industria, entre otros; siempre y cuando estos descuentos se otorguen por igual a todos los remitentes o terceros que se encuentren en las mismas condiciones". • Modifica el inciso sexto del artículo sexto: "El acuerdo entre agentes podrá comprender: 1. La tarifa de transporte, que podrá tener en cuenta criterios diferentes a los establecidos en el artículo 7 de esta resolución. La tarifa podrá estar denominada, una parte, en dólares americanos y otra en pesos colombianos. 2. Las condiciones monetarias que se aplicarán sobre la tarifa durante el período en que regirá. 3. La actualización tarifaria anual durante el período tarifario. En caso de que no haya acuerdo sobre la actualización anual, esta se hará conforme con lo establecido en el artículo 15 de esta resolución, y 4. La tarifa única para un grupo de trayectos existentes.".

3.2 Aspectos Normativos

3.2.1 Marco Normativo Aplicado al Transporte de Crudo por Oleoductos

Gran parte de la normatividad técnica que se aplica en el sector de transporte de hidrocarburos a través de ductos, es de carácter internacional. A continuación se hace referencia a las normas que se aplican como mejores prácticas durante el diseño, construcción, operación y mantenimiento de oleoductos.

3.2.1.1 Fabricación de Infraestructura

- ANSI B.31.4 Liquid Petroleum Transportation.
- ANSI/API Standard 521 / ISO 23251: Pressure-Relieving and De-pressuring Systems.
- ANSI/ASNT CP-189: ASNT Standard for Qualification and Certification of Nondestructive Testing Personnel.
- ASME Sec. VIII Div. 1.
- ANSI/ISA-18.2 Management of Alarm Systems for the Process Industries.
- ANSI/NACE SP0502, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.
- API Spec 5L, Specification for Line Pipe.
- ASNT SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing.
- RETIE - Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas MME

3.2.1.2 Gestión de Activos (Integridad)

- NTC Norma Técnica Colombiana 5901 Gestión de integridad de sistemas de tubería para transporte de líquidos peligrosos ICONTEC.
- API 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.
- DOT Código de Regulaciones Federales (CFR) de los Estados Unidos, Título 49 Transporte, Parte 195.
- ISO 55000
- API 1104 Standard for Welding Pipeline and Related Facilities.
- API 1107. Pipeline Maintenance Welding Practices.
- API 1130 Computational Pipeline Monitoring for Liquids.
- API 1163 In-line Inspection Systems Qualification Standard.
- API 12F, Specification for Shop Welded Tanks for Storage of Production Liquids.
- API 353 Managing Systems Integrity of Terminal and Tank Facilities
- API 510. Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance, Inspection, Rating, Repair, and Alteration.

- API 541, Form-wound squirrel-cage induction motors — 250 horsepower and larger.
- API 570 Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems.
- API 576 – Inspection of Pressure Relieving Devices.
- API 579. Fitness for Service.

3.2.1.3 Corrosión / Protección Catódica

- Normativa NACE en general
- NACE SP0502, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology.
- ASME B31G. Method For Determining The Remaining Strength Of Corroded Pipelines.
- NACE “Cathodic Protection CP 3. CP 4 y CP Design I” for NACE International.
- NACE “Underground Corrosion” por Melvin Romanoff, publicación de NACE International.
- NACE Cathodic Protection por John Morgan, Second Edition Publicación de NACE.
- NACE Control of Pipeline Corrosion, A.W. Peabody, Second Edition.
- NACE Design Deep Anode Systems, T.H. Lewis. Publicación de NACE International.
- NACE MR0175, Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment item No. 21304.
- NACE RP 0177, “Mitigation of Alternating Current and lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control System” última revisión.
- NACE RP-0286 Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines.
- NACE RP-0572. Design, Installation, Operation and Maintenance of Impressed Current Deep Ground Beds.
- NACE SP0102 Standard Practice In-Line Inspection of Pipelines.
- NACE SP0169 “Control of External Corrosion on Underground on Submerged Metallic Piping Systems”.
- NACE SP0193 “External Cathodic Protection of On-Grade Metallic Storage Tank Bottoms.”
- NACE SP0207-2007, Standard Practice Performing Close-Interval Potential Surveys and DC Surface Potential Gradient Surveys on Buried or Submerged Metallic Pipelines.

- NACE SP0285 Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection.
- NACE TM0284Test Method Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel Steels for Resistance to Hydrogen-Induced Cracking.
- NACE TM0497-02 Measurement techniques Related to criteria for Cathodic protection on Underground or submerged metallic Piping System.
- NACE-RP-0502. Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology ECDA.

3.2.1.4 Riesgos

- Normativa DNV
- API RP 580 Risk-Based Inspection.
- API RP 581. Risk – Based Inspection.
- API RP 554 “Process Control Systems”.
- API 598. Valve Inspection and Testing
- API RP 1167 Pipeline SCADA Alarm Management.
- API -RP 1167 Pipeline SCADA Alarm Management.
- API-RP-576: Inspection of Pressure-Relieving Devices (2nd Edition, December 2000).

3.2.1.5 Inspección Valoración de Condición

- API 620, Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks.
- API 650, Welded Steel Tanks for Oil Storage.
- API 653. Tanks Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction.
- API 670, Non-contacting vibration and axial position monitoring system.
- API 671, Special-purpose couplings for refinery service.
- API Std 674 Positive Displacement Pumps - Reciprocating
- API Std 676 Positive Displacement Pumps-Rotary
- API 677, General-purpose gear units for petroleum, chemical and gas industry services.
- API RP 1113 Developing a Pipeline Supervisory Control Center.

- API RP 1162. Public Awareness Programs for Pipeline Operators.
- API RP 1165 Recommended Practice for Pipeline SCADA Displays.
- API RP 2003: Protección contra ignición surgiendo de estática, rayos y corrientes extraviadas.
- API RP-1632, Cathodic Protection of Underground Petroleum Storage Tanks and Piping Systems.
- API SPEC 12B: Specification for Bolted Tanks for Storage of Production Liquids.
- API Standard 2000: Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks - Non-refrigerated and Refrigerated.
- API-RP-520, Part 2: Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries.
- API-RP-576: Inspection of Pressure-Relieving Devices (2nd Edition, December 2000).
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII.
- ASME BPV Code, Section VIII, Division 1: Design and Fabrication of Pressure Vessels.
- ASNT SNT-TC-1A, Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing.
- AWS B4.0-2007 Standard Methods for Mechanical Testing Of Welds.
- AWS D1.1 Structural Welding Code- Steel.
- BPVC, Boiler and Pressure Vessel Code – Welding and Brazing Qualifications.
- DIN 910, Heavy-duty hexagon head screw plugs.

3.2.1.6 Geotécnica / Estabilidad de Suelos

- DNV-RP-O501: Erosive Wear In Piping Systems.
- EEMUA Publication 191 Alarm Systems - A Guide to Design, Management and Procurement.
- EEMUA, Engineering Equipment And Materials Users' Association.

3.2.1.7 Normativa Aplicable para la Operación Segura

- Guía RUC 2012 Guía del sistema de seguridad, salud ocupacional y ambiente para contratistas del sector hidrocarburos Consejo Colombiano de Seguridad.
- NEMA ICS 7 Industrial control and systems adjustable-speed drives.
- NEMA MG-1 para los motores de media tensión y baja tensión IEEE Std 841, IEEE Standard for Petroleum and Chemical Industry—Premium- Efficiency, Severe-Duty, Totally Enclosed Fan-Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors—Up to and Including 370 kW (500 hp).
- NEMA MR-20, Rectifiers and Semiconductors of Cathodic Protection Units.
- NFPA 1 Fire Code.
- NFPA 10 Standard for portable fire extinguishers.
- NFPA 101 Life Safety Code (Código de Seguridad Humana).
- NFPA 225 Model Manufactured Home Installation Standards.
- NFPA 24 Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances (Instalación de Red Privada de Servicios contra Incendios y sus accesorios).
- NFPA 255 Standard Method of Test of Surface Burning Characteristics of Building Materials. (Resistencia al fuego de materiales de construcción).
- NFPA 3 Recommended Practice on Commissioning and Integrated Testing of Fire Protection and Life Safety (Práctica Recomendada de Pre Comisionamiento y Comisionamiento de proyectos de sistemas de protección contra incendio).
- NFPA 30 – Flammable and Combustible Liquids Code.
- NFPA 30 Flammable and combustible liquids Code (Código Nacional de Líquidos Inflamables y Combustibles).
- NFPA 497 Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified), Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas (Áreas Clasificadas).
- NFPA 5000 Building Construction and Safety Code.
- NFPA 70 National Electrical Code (Código Nacional Eléctrico).
- NFPA 70, National electrical code handbook.
- NFPA 70E Standard for Electrical Safety in the Workplace (Norma sobre seguridad en instalaciones Eléctricas).
- NFPA 72 National Fire Alarm and signaling code (Detección, notificación masiva y alarma).

- NFPA 80 Standard for Fire Doors and other opening protectives. (Puertas y Muros Cortafuego).
- NFPA 850 Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations (Sistema de protección en Generadores y Subestaciones Eléctricas).
- RETIE - Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas MME
- NTC Norma Técnica Colombiana 4114 Inspecciones planeadas ICONTEC.
- NTC 5836 manual de estándares de medición de petróleo. ICONTEC.
- NTC Norma Técnica Colombiana ISO 14001:2004 Sistema de gestión Ambiental ICONTEC.
- NTC Norma Técnica Colombiana ISO 9001:2008 Sistema de gestión de la calidad ICONTEC.
- NTC Norma Técnica Colombiana OHSAS 18001:2007 Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional ICONTEC.

Como requisitos mínimos, para garantizar se debe asegurar el cumplimiento de normas, códigos, estándares, reglamentos, disposiciones legales y ambientales emitidas por las siguientes instituciones dentro de los desarrollos de ingeniería:

- American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO)
- American Bearing Manufacturers Association (ABMA)
- American Concrete Institute (ACI)
- American Gas Association. (AGA)
- American Gear Manufacturers Association (AGMA)
- Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica (AIS)
- American Institute of Steel Construction(AISC)
- American National Standards Institute (ANSI)
- American Petroleum Institute (API)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- American Society for Nondestructive Testing (ASNT)
- American Standards for Testing and Materials (ASTM)
- American Welding Society (AWS)
- Deutsche Institute fûr Normen (DIN)
- Department of Transportation (DOT)

- Det Norske Veritas (DNV)
- Electronic Industrial Association. (EIA)
- Engineering Equipment And Materials Users' Association (EEMUA)
- European Standard (EN)
- Consejo Colombiano de Seguridad.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC
- The Insulated Cable Engineers Association (ICEA)
- International Electrotechnical Commission (IEC)
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)
- The International Society of Automation. (ISA)
- International Organization for Standardization. (ISO)
- International Telecommunication Union (ITU)
- Instituto Nacional de Vías – (INVIAS)
- Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry(MSS)
- National Association of Corrosion Engineers (NACE, INTERNATIONAL)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- National Electrical Safety Code (NESC)
- National Fire Protection Association (NFPA)
- National Transportation Safety Board. (NTSB)
- Occupational Safety and Health Act (OSHA)
- Pipeline Research Council International, Inc. (PRCI)
- Process Industry Practices (PIP)
- SSPC Steel Structures Painting Council
- Telecommunications Industry Association (TIA)
- Underwriters Laboratories (UL)
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – (MADS)
- Ministerio de salud y la protección social.
- Ministerio de Minas y Energía
- American Association of State Highway and Transportation Officials (AASHTO)
- American Bearing Manufacturers Association (ABMA)
- American Concrete Institute (ACI)
- American Gas Association. (AGA)
- American Gear Manufacturers Association (AGMA)
- Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica (AIS)

- American Institute of Steel Construction(AISC)
- American National Standards Institute (ANSI)
- American Petroleum Institute (API)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- American Society for Nondestructive Testing (ASNT)
- American Standards for Testing and Materials (ASTM)
- American Welding Society (AWS)
- Deutsche Institute fûr Normen (DIN)
- Department of Transportation (DOT)
- Det Norske Veritas (DNV)
- Electronic Industrial Association. (EIA)
- Engineering Equipment And Materials Users' Association (EEMUA)
- European Standard (EN)
- Consejo Colombiano de Seguridad.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC
- The Insulated Cable Engineers Association (ICEA)
- International Electrotechnical Commission (IEC)
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)
- The International Society of Automation. (ISA)
- International Organization for Standardization. (ISO)
- International Telecommunication Union (ITU)
- Instituto Nacional de Vías – (INVIAS)
- Gas Processors Association. (GPA)
- Gas Processors Suppliers Association. (GPSA)
- Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry(MSS)
- National Association of Corrosion Engineers (NACE, INTERNATIONAL)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- National Electrical Safety Code (NESC)
- National Fire Protection Association (NFPA)
- National Transportation Safety Board. (NTSB)

3.2.2 Análisis de impacto en las condiciones operativas

De lo observado en la sección, Evolución de la Situación de la producción de crudos, se observa que los crudos pesado y extrapesado serán los que ha futuro se producirán en Colombia y por consiguiente la infraestructura de transporte por Oleoductos deberá estar preparada para manejar crudos de estas características.

Se debe tener en cuenta que la condición de crudos pesados dada por la densidad API, también conlleva a que estos crudos tengan una muy alta viscosidad, característica ésta muy importante para determinar las condiciones hidráulicas de diseño y operación de los Oleoductos.

Otra de las características de algunos crudos del país, presente principalmente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es la acidez, la cual se mide por el número de acidez total (TAN) y se expresa en mgKOH/g. Se considera que un crudo tiene alta acidez cuando el TAN es superior 0.5 mgKOH/g.

En la cuenda del Valle Medio del Magdalena se tiene producción de crudos de muy alta acidez, cuyo TAN es del orden 7 mgKOH, este alto valor implica consideraciones para que algunos transportadores no los consideren dentro de sus sistemas aun cuando hay consideraciones sobre que a el nivel de acidez solo afecta a altas temperaturas.

En los manuales de cada uno de los transportadores se especifican las condiciones de los crudos a ser transportados

A continuación se mencionan las características reportadas en sus respectivos BTO

3.2.2.1 Requisitos de CENIT

Tabla 3-2. Requisitos CENIT

OLEODUCTOS OPERADOS POR CENIT		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Sedimento y agua o partículas (BSW)	No exceder de 0.5% en volumen	Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher

OLEODUCTOS OPERADOS POR CENIT		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
API a 60°F	Superior a 18 grados API pero inferior a 50 grados	D1298
Viscosidad @ a la Temp.	No exceder 300 cSt a 30°C	ASTM D445 o D446
Presión de Vapor	No exceder 11 Psi. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de recibo	No exceder 120°F	
Contenido de Sal	20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	No mayor a 12 °C	ASTM D 93

3.2.2.2 Requisitos de OCENSA

Tabla 3-3. Requisitos OCENSA livianos

OCENSA - Petróleos Livianos		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Agua y Sedimento	Máximo 0,5% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 21.1 grados API	ASTM - D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Máximo 200 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	Máximo a 12°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Menor o igual a 1.2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez	Menor o igual a 0.5	ASTM D664

Tabla 3-4. Requisitos OCENSA Pesados

OCENSA - Petróleos Pesados		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Agua y Sedimento	Máximo 0,8% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 18 grados API pero inferior a 21.1 grados API.	ASTM - D1298
Viscosidad a la Temperatura de referencia	Máximo 300 cSt a 30°C	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de Recibo	Máximo 105 °F	
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	≤ 6°C	ASTM D93
Contenido de Azufre	Menor o igual a 2% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez	Menor o igual a 0.8	ASTM D664

Tabla 3-5. Requisitos OCENSA extrapesados

OCENSA - Petróleos Extra Pesados		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Agua y Sedimento	Máximo 0,8% en volumen	Agua – Karl Fisher ASTM D4377 Sedimentos – ASTM D473
Gravedad API a 60 °F	Igual o Superior a 16.1 grados API pero menor a 18 grados API.	ASTM - D1298
Viscosidad a la temperatura de referencia	Igual o Superior a 301 cSt pero menor a 600 cSt a 30°C*	ASTM D445
Presión de Vapor REID*	Máximo 9 lb/pulgada cuadrada.(Reid Vapour Pressure)	ASTM D323

OCENSA - Petróleos Extra Pesados		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Temperatura de Recibo	Máximo 120°F	-
Contenido de Sal	Máximo 20 PTB	ASTM D 3230
Contenido de Azufre	Menor o igual a 2.7% en peso	ASTM D4294 Espectrometría de Fluorescencia
TAN (Número de Acidez	Menor o igual a 0.8	ASTM D664

3.2.2.3 Requisitos de ODC

Tabla 3-6. Requisitos Oleoducto de Colombia

OLEODUCTO DE COLOMBIA (ODC)		
ANÁLISIS	**ESTÁNDAR**	**VALOR**
Contenido de Agua y Sedimento	ASTM D-4377/API Cap. 10 Sec. 7 ASTM D-473 / API Cap. 10 Sec. 1	<0.50% Vol.
Densidad a 15 C	ASTM D-1298/API Cap. 9 Sec. 1	<946 Kg/m3 >18o API
Viscosidad	ASTM D-445	<250 cSt
Presión de Vapor	ASTM D-323	<103 Kpa
Contenido de Sal	ASTM D-3230	<20 P.T.B.

3.2.2.4 Requisitos de OBC

Tabla 3-7. Requisitos Oleoducto Bicentenario

OLEODUCTO BICENTENARIO (OBC) Fase 1 - ACTUAL		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Sedimento y agua o partículas	No exceder de 0.5% en volumen	Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher
API a 60°F	Superior a veinticuatro (24) grados API pero inferior a cincuenta (50) grados API	D1298

OLEODUCTO BICENTENARIO (OBC) Fase 1 - ACTUAL		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Viscosidad @ a la Temperatura de referencia.	No exceder 50 cSt a 30°C	ASTM D445 o D446
Presión de Vapor	No exceder 11 lb/pulgada cuadrada. Reid Vapour Pressure	ASTM D323
Temperatura de recibo	No exceder 120°F	
Contenido de Sal	No exceder 20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	No mayor a 12 °C	ASTM D 93

3.2.2.5 Requisitos de ODL

Tabla 3-8. Requisitos Oleoducto de los llanos

OLEODUCTO DE LOS LLANOS (ODL)	
GRAVEDAD	Igual o superior a dieciséis (16) grados API pero inferior a cincuenta (50) grados API.
TEMPERATURA	Inferior a 180º F
VISCOSIDAD	Inferior a 700 cSt a 86ºF a 30ºC
CONTENIDO DE AGUA Y SEDIMENTO	Inferior a cero punto cinco por ciento (0.5%) en volumen
CONTENIDO DE SAL	Inferior a veinte (20) libras por cada mil (1000) Barriles brutos.
PRESIÓN DE VAPOR (RVP)	Inferior a siete (7) libras por pulgada cuadrada a 100ºF. En todo caso, la Presión de vapor a temperatura de operación debe ser inferior a 11 Psia
PUNTO DE FLUIDEZ	Máximo 12ºC.
CONTENIDO DE AZUFRE	(reportar) Máximo 2% en peso.

3.2.2.6 Requisitos de MANSAROVAR

Tabla 3-9. Requisitos Mansarovar

OLEODUCTO OPERADOS POR MANSAROVAR		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
"Al comienzo de cada año contractual, los Remitentes deberán entregar al Oleoducto una certificación de un inspector aceptable por el Transportador que compruebe las características y especificaciones de calidad del Crudo que se entregará al Oleoducto en desarrollo del Contrato de Transporte durante los doce meses siguientes. Esta certificación de calidad incluirá, como mínimo, las siguientes características: contenido de agua y sedimento (BS&W), gravedad API, contenido de sal, viscosidad, presión de vapor, temperatura de entrega, contenido de azufre, punto de fluidez y número ácido (TAN). Adicionalmente, el Remitente estará obligado entregar un certificado revisado en cualquier momento en que las propiedades del Crudo que se va a transportar cambien significativamente. En la misma forma, los Terceros que acuerden el transporte de su Crudo deberán presentar el certificado de calidad al hacer su solicitud. Los criterios mínimos de aceptación o rechazo del crudo para transportar se publicarán en el BTO."		

3.2.2.7 Requisitos de HOCOL

Tabla 3-10. Requisitos HOCOL _OAM

OLEODUCTO OPERADOS POR HOCOL - TENAY (OAM)		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Gravedad API a 60°F	Mínimo 18º a 60ºF	ASTM D1298-12b
Sedimento y agua o partículas	Máximo 0.5% en Volumen	Sedimentos ASTM D473-07 (2012) Agua – Karl Fisher
Salinidad en crudos	Máximo 20 PTB, (Libras por cada 1.000 Barriles)	ASTM D3230-13
Viscosidad @ a la Temperatura de referencia.	Máximo 2.500 SSU (Segundos Saybolt) @ 80ºF	ASTM D445-12

OLEODUCTO OPERADOS POR HOCOL - TENAY (OAM)		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Presión de Vapor	Maximo 11 lb/pulgada cuadrada @ 100ºF Reid Vapour Pressure	ASTM D323-08
Punto de Fluidez	Máximo 55ºF	ASTM D5853-09
Temperatura de recibo	Máximo 120°F	

Tabla 3-11. Requisitos HOCOL _OLH&OOP

OLEODUCTO OPERADOS POR HOCOL - OLH & OOP		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Gravedad API a 60°F	Mínimo 24º a 60ºF	ASTM D1298-99 (2005)
Sedimento y agua o partículas	Máximo 0.5% en Volumen	Sedimentos ASTM ASTM D473-07 Agua – Karl Fisher ASTM D4377-00
Salinidad en Crudos	Máximo 20 PTB, (Libras por cada1.000 Barriles)	ASTM D3230-10
Viscosidad @ a la Temperatura de referencia.	Máximo 2.500 SSU (Segundos Saybolt) @	ASTM D445-10
Presión de Vapor	Maximo 11 lb/pulgada cuadrada @ 100ºF Reid Vapour Pressure	ASTM D323-08
Punto de Fluidez	Máximo 55ºF	ASTM D5853-09
Temperatura de Recibo	Máximo 120°F	

3.2.2.8 Requisitos de FRONTERA

Tabla 3-12. Requisitos Frontera

OLEODUCTO OGD - OPERADOS POR FRONTERA	
Gravedad API	**Método Aplicado**
≥ 18°	ASTM D-1298 o D-287
Contenido Agua y Sedimentos (BSW)	**Método Aplicado**
0 – 0,5%	ASTM D-4377 + D – 473

OLEODUCTO OGD - OPERADOS POR FRONTERA	
Contenido de SAL (libras x cada mil barriles)	**Método Aplicado**
0 – 20	ASTM D-3230

3.2.2.9 Requisitos de GRANTIERRA

Tabla 3-13. Requisitos Gran Tierra

OLEODUCTO OPERADOS POR GRAN TIERRA		
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

3.2.2.10 Requisitos de EQUION

Tabla 3-14. Requisitos EQUION

OLEODUCTO OPERADOS POR EQUION	
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**
AGUA Y SEDIMENTO	< 0.5%
DENSIDAD	40 - 47°API
TVP	< 12.3 Psia @ 105°F
VISCOCIDAD	0.8 – 1 cP
TEMPERATURA	< 110 °F

3.2.2.11 Requisitos de OCCIDENTAL

Tabla 3-15. Requisitos Occidental

OLEODUCTO OPERADOS POR OCCIDENTAL		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
No aparece información pública y al momento del cierre de este documento el operador no había enviado la información		

3.2.2.12 Requisitos de ECOPETROL

Tabla 3-16. Requisitos ECOPETROL

ECOPETROL							
OLEODUCTO	**Sedimento y agua o partículas No exceder de X.X% en volumen**	**API a 60° F Superior a XX° API pero inferior a XX° API**	**Viscosidad a la temperatura de referencia No exceder XXX cSt a XX°C**	**Presión de Vapor No exceder XX Psi Reid Vapour Pressure**	**Temperatura de recibo No exceder XXX°F**	**Contenido de sal Menor que XX PTB**	**Punto de Fluidez**
Castilla -	0,80%	>=12 y	300	11	185	5	N.D.
Vasconia -	0,50%	>=40 y	3,5	11	90	20	N.D.
Toldado -	0,50%	>=19 y	45	11	90	20	N.D.
Tello - Dina	0,50%	>=21 y	45	11	90	20	N.D.
Tibú	0,50%	>=32 y <=	< 185 cSt	11	N.D.	15	N.D.
Provincia	< 0,5%	N.D.	N.D.	11	N.D.	20	N.D.
Casabe -	0,50%	>=18 y	N.D.	11	N.D.	20	N.D.
Yarirí - Comuneros	0,50%	>=15 y <=50	< 150 cSt para Crudo	11	120	15	N.D.
El Centro -	N.D.	N.D.	N.D.	11	N.D.	N.D.	N.D.
Llanito- Galán	N.D.	N.D.	N.D.	11	N.D.	N.D.	N.D.
Payoa - Galán	0,27%	28,8	N.D.	11	N.D.	10,6	N.D.
Chichimene-	N.D.	N.D.	N.D.	11	N.D.	N.D.	N.D.
Gibraltar -	N.D.	N.D.	N.D.	11	N.D.	N.D.	N.D.

3.2.2.13 Oleoductos sin información en BTO

Tabla 3-17. Requisitos Perenco

OLEODUCTO PERENCO		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
Los manuales del transportador de Perenco Oil & Gas Limited y Perenco Colombia Limited no establecen los valores de los parámetros de calidad que deben cumplir los crudos que transportan por sus oleoductos.		

Tabla 3-18. Requisitos Oleoducto del Norte de Colombia

OLEODUCTO OLEODUCTO DEL NORTE DE COLOMBIA		
PARÁMETRO DE PRUEBA	**VALOR DEL PARÁMETRO**	**ESTÁNDAR DE PRUEBA**
No aparece información pública y al momento del cierre de este documento el operador no había enviado la información		

3.2.3 Posibles impactos en la evacuación

Con base en lo anterior, a continuación, se relacionan los principales impactos en la evacuación por las características de calidad del crudo descritas en numeral anterior.

<u>Posibles impactos por la Producción de crudos pesados:</u>

- Altos costos operativos para el productor por utilización de diluyente para mejorar la condición del crudo para su extracción y transporte.
- Pérdida de capacidad en los sistemas de transporte.
- Inversiones para adecuar el sistema de Oleoductos a las características del crudo pesado especialmente por instrumentación, medición y sistemas de alivio.
- Mayores costos de operación por exigir mayor potencia que un crudo liviano o mediano.
- Posibles incrementos de costos por mayor utilización de DRA (Agente reductor de fricción) en aquellos oleoductos cuyas características hidráulicas permitan recuperar capacidad con este aditivo.

Posibles impactos por producción de crudo ácido:

- Riesgo de afectación a la integridad de la infraestructura.
- Modificación en los esquemas de bacheo con los cuales se operan la mayoría de los oleoductos, con el objeto de preservar la calidad de los crudos no ácidos, lo cual puede generar pérdida de capacidad de transporte.
- Necesidad de disponer de crudos de baja acidez en los centros de producción o refinación, con el fin de generar mezclas de mejores características y evitar posible castigo en el precio del crudo o reclamaciones del cliente final.

4 ANÁLISIS DE LA ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL ACTUAL DEL SECTOR

4.1 Estudios previos y sus conclusiones

Sobre este tema el Ministerio de Minas y Energía- MME y el DNP, realizaron un estudio con la firma Sumatoria en el año 2012, que fueron elaborados en tres entregas donde:

La primera trata entre otras, de un completo análisis sobre las condiciones de integración vertical entre las actividades de producción y transporte de crudo. En ésta, el documento inicia contextualizando (De manera académica) las teorías económicas sobre el tema de integración vertical -IV, organizacionales, sobre los incentivos de la IV y el poder del mercado y la competencia. Como complemento introductorio, el documento revisa algunos casos internacionales sobre el mismo tema (IV entre producción y transporte de crudo) y analiza el sector de hidrocarburos en Colombia. El documento hace una revisión de las condiciones de IV (2012) en Colombia, sus ventajas y desventajas, y finalmente hace una evaluación económica de los costos sociales originados por las condiciones vigentes de la IV en Colombia.

Debido a que, durante el transcurso del desarrollo del documento, la empresa ECOPETROL decidió crear a CENIT como una empresa independiente de transporte por ductos, en la segunda entrega y basados también en la información y resultados recolectados en la primera parte, la firma Sumatoria planteó un ajuste normativo y de configuración de un esquema de incentivos para la inversión y la participación de nuevos agentes en el transporte de crudos por oleoductos, entre otros. El documento, en lo referente a la producción y transporte de crudo, compara la situación actual y plantea recomendaciones sobre incentivos para la inversión en la capacidad de transporte y la participación de nuevos inversionistas. También un análisis sobre un proyecto de oleoducto transnacional y finalmente, hace una proyección de los impactos que la creación de la nueva empresa de transporte de crudo por ductos de ECOPETROL, llamada CENIT, podría tener para la nación.

En una tercera y última entrega, el documento de Sumatoria propone un diseño de arreglos legales para la reestructuración y análisis de pertinencia y viabilidad de organismos para la coordinación de la operación y del mercado, donde como hecho para resaltar, se encuentra la propuesta para la creación del Comité Panel de Seguimiento a la Actividad de Transporte por Oleoductos (PSATO), la creación de un Panel de Seguimiento a la Actividad de Transporte de Combustibles por Ductos

(PSATCD) y por último, se hace un análisis sobre la pertinencia y viabilidad de un organismo coordinador de las operaciones de los oleoductos y de un organismo operador del mercado, encargado de las transacciones comerciales.

Por su parte, La Superintendencia de Industria y Comercio-SIC realizó un estudio sobre transporte por oleoductos, no indica fecha de realización, pero incluye las disposiciones tarifarias expedidas en 2010. En dicho estudio para la SIC indica que:

"Las reformas que se han realizado en este sector han fomentado la competencia entre Ecopetrol y las empresas privadas.

El control propietario y dominante de Ecopetrol (empresa que participa además en exploración y explotación petrolera) sobre esta infraestructura de oleoductos, exige un análisis cuidadoso que evalúe su participación y de sus competidores en el mercado de transporte de crudo en oleoductos; ya que podrían surgir casos de prácticas comerciales restrictivas que perjudiquen a los partícipes en la industria de hidrocarburos "aguas arriba y aguas abajo".

En ese orden de ideas para la SIC es claro que es un sector monopólico que requiere de reglas claras que permitan la entrada de diferentes agentes en particular porque su costo de entrada es alto y cuya infraestructura tiene inversiones específicas que no tendrían usos alternativos señala además que la capacidad del sistema de oleoductos depende de los hallazgos, de las reservas de crudo y los requerimientos de las refinerías y afecta el desarrollo de las actividades de producción y refinación.

Para entonces se declaraba la posición dominante de ECOPETROL en el mercado por tener posesión directa en la propiedad de oleoductos, como remitente al ser el mayor productor y como destinatario en las refinerías.

En la actualidad el control de ECOPETROL, no es de carácter directo pues ahora es CENIT el que se encarga del tema de participaciones en la infraestructura de transporte, con lo que se ha gestado que haya transportistas puros toda vez que no están asociados directamente a la producción de crudo.

4.2 Aspectos que según los agentes puede revisarse dentro del esquema organizacional y operativo del sector transporte

Se escucharon durante las entrevistas que para ellos sigue ECOPETROL teniendo el control de las decisiones del sector transporte a través de las juntas directivas de las empresas que son de su propiedad, si bien es claro el poder de monopolio que se tiene es muy difícil de probar que se ejerza dicho poder.

Al examinar los puntos de vista del negocio es claro que hay una visión diferente entre los agentes transportadores-productores para los que el transporte es una cuenta interna adicional mientras que para las *midstream* puras tienen un propósito de obtener renta del negocio.

Con los agentes se escucharon propuestas sobre un coordinador independiente del sistema de oleoductos, aunque cuando se les indagó sobre las implicaciones que este tendría, pues requeriría de remuneración a través de tarifa de transporte, indicaron que se debería analizar mejor la idea.

Dentro de la organización del industrial en su parte operativa plantearon sugerencias como que haya unos esquemas más transparentes para la revisión de los manuales del transportador que den garantías a los usuarios de los sistemas sobre cambios en estos.

En la parte operativa igualmente, se emplea el sistema de Compesación Volumetrica por Calidad para el transporte de crudos – CVC, para algunos agentes es un mecanismo que permite la mezcla de crudos livianos y pesados y permite el acceso al sistema de usuarios con crudos pesados sin necesidad de mezclarlos con diluyente previamente. No obstante que facilita el acceso, se plantea que los mecanismos de cálculo no están regulados por lo que al hacerlo se podría dar más transparencia y organización al sector.

4.3 Descripción de aspectos del "midstream" características de crudos transportados, aspectos de producción, propiedad

4.3.1 Producción Actual de crudo

De acuerdo con los reportes de Producción fiscalizada que emite la ANH, con corte a junio de 2017, la producción de crudo en Colombia alcanzó 857 KBDC,

Con base en el mismo reporte los principales Productores (Operadores) son los siguientes:

Tabla 4-1. Producción por operadores, los 10 mayores productores

OPERADOR	***PRODUCCIÓN (KBDC)***	***%***
ECOPETROL	463,4	54,1%
OCCIDENTAL DE COLOMBIA	50,3	5,9%
META PETROLEUM	48,6	5,7%
GEOPARK	46,1	5,4%
EQUION	44,6	5,2%
MANSAROVAR	30	3,5%
PERENCO	22,2	2,6%
HOCOL	20,8	2,4%
GRAN TIERRA	19	2,2%
CEPSA	18,4	2,1%

Fuente: A partir de información pública ANH

4.3.2 Destinos de la producción de crudo

Los principales destinos de la producción de crudo son los de exportación por los puestos de la costa y las refinerías del país.

Actualmente la distribución de destino de los crudos producidos nacionalmente, es la siguiente:

- Consumo nacional (Refinerías, etc): 40%
- Exportación: 60%

4.4 Descripción de las características de los transportadores y como atienden el mercado

Información a partir de datos de caracter confidencial

4.5 Participación en el transporte de crudo

Información a partir de datos confidenciales

4.6 Participación en la remisión de crudo

Información a partir de datos confidenciales

4.7 Impactos de la organización industrial

Se observa que ahora el control sobre la infraestructura de transporte pasó a ser indirecto por parte de ECOPETROL a través de sus empresas CENIT y HOCOL las que tienen participación accionaria en varios otros transportadores, sobre los impactos que la separación de CENIT de ECOPETROL, es difícil dentro del alcance de este trabajo establecerlo salvo que sigue siendo la casa matriz quien dicta las políticas de asignación de recursos para proyectos y que también se ha realizado gestión que ha buscado reducir sus costos operativos buscando eficiencia.

Ahora, desde el punto de vista de los agentes, se siguen identificando a como principal actor ECOPETROL y dados los resultados difundidos ampliamente por diferentes medios, con las midstream, se obteniene una renta adicional en epoca de bajos ingresos pues, para ellos, la tarifa que se cobra por transporte a los demás remitentes sería un ingreso adicional, mientras la que se le cobra a los crudos de la propia empresa seria un PASS THROUGH que no le afecta en sus ingresos finales corporativos. Indudablemente, como se mencionó este es un sector que por sus costos de entrada tiene características monopólicas y donde el ejercer una posición dominante por parte de algún agente es de difícil comprobación.

5 ANÁLISIS DE LA DINÁMICA COMPETITIVA ACTUAL DEL SECTOR

5.1 Estudios previos

La Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, después de la expedición de las resoluciones de regulación tarifaria en el 2010 realizó un estudio de Transporte por Oleoductos donde considera la dinámica competitiva en condiciones de acceso a los oleoductos y fijación de tarifas de acceso a la red.

La primera se da con:

- *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, además de presentar informes al MME con información de los oleoductos.*

En ese orden de ideas para la SIC se da más transparencia a la prestación del servicio.

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.

La segunda se da con una definición clara del costo de transporte en unidades de US$/BL donde los agentes pueden llegar a un acuerdo en el mismo y se publicita el precio en los BTO de las empresas transportadoras. En este caso es importante señalar como en el último acuerdo tarifario (proceso 2014-2016) se logró una tarifa por acuerdo en 43 de los 75 tramos lo que representa un 57%.

Tabla 5-1. Proceso de negociación para llegar a tarifas

Negociación tarifaria	Tramos	Porcentaje
Sin acuerdo	32	42.67%
Con acuerdo	43	57.33%

Fuente: A partir de información de MinMinas.

Teniendo en cuanta lo anterior, lo expresado en las secciones anteriores sobre el esquema organizacional, y considerando la percepción de los agentes es que se sugiere dar la mayor transparencia posible sobre todos los procesos de la cadena de transporte, reforzándola desde eslabones como la revisiones de los manuales de transporte, claridad sobre las inversiones que se hacen y los costos que se cobran en la tarifa hasta la revisión de las Compensaciones por Calidad Volumetricas -CVC o la entrega de crudo en puerto en especificaciones según las corrientes que se transportan.

5.2 Competitividad de la producción de crudos

El crudo colombiano para su comercialización se rige por marcadores internacionales, que en este momento es la referencia BRENT, a este marcador se le hacen descuentos por calidad que oscilan entre US$ 5 y US$9 por barril, si consideramos que para comercializar un barril se debe incurrir en los costos operativos, transporte, impuestos al transporte, cargos de puerto, se impone una restricción para el porcentaje del crudo que efectivamente puede llegar a ser comercializado.

Con esta información y a partir de la información obtenida por la ANH de capacidad de producción y costos operativos se obtiene una aproximación a cuanto crudo puede salir de producción por competitividad, dado que no se sabe los medios de comercialización específicos de cada crudo, se hicieron análisis de cuanto puede llegar a ser los costos adicionales por encima de los operativos en toda la cadena de comercialización para los dos puntos de referencia de descuento del marcador BRENT mencionados.

(Tablas a partir de información confidencial suministrada)

Así se aprecia que en principio con precios del marcador por encima de US$55 /Bl no se tendría reducción por debajo del 90% para ninguno de los dos casos y de US$50 en caso del marcador US$5/BL.

5.3 Indicadores de competencia en transporte

Análisis a partir de información confidencial suministrada

6 ANÁLISIS DE COMPETENCIA DEL ACCESO A LOS OLEODUCTOS EN EL PAÍS

6.1 Empleo del sistema de transporte

Cómo primera instancia en el tema de acceso a los oleoductos se analizó el volumen transportado por oleoductos y se comparará cómo es la utilización de los mismos, comparada con la capacidad operativa identificada.

En la segunda instancia se consultó a la UPME y a partir de la información desarrollada para el plan de abastecimiento de hidrocarburos que contempla refinados y petróleo se mostrará como podría ser la utilización de los oleoductos a futuro.

6.1.1 Uso actual

A partir de la información confidencial

6.1.2 Prospectiva de uso de Oleoductos

A partir de la información confidencial.

6.1.3 Remitentes

Para considerar este punto y a partir de la información reportada al Ministerio de Minas para el cálculo de impuesto se desarrolló el archivo Volumenes.xlsx a partir del cual fue posible diferenciar los remitentes que para el periodo 2014 al 2016 tenían transporte de crudo por oleoductos, en ese listado aparecen 50 empresas de las cuales ya en el 2014 solo 42 reportaban volúmenes transportados en el 2015 37, en el 2016 38 se reportaron en el 2017 se han reportado 39 empresas remitentes

Entre los remitentes se muestran empresas productoras, comercializadoras e incluso los mismos transportadores

Los remitentes en orden son:

1. Ecopetrol s.a.
2. Meta petroleum
3. Hocol s.a.
4. Equión energía limited.
5. Frontera energy - meta petroleum corp
6. Petrominerales col. Ltd. (a partir de 2017 se llama: frontera energy - petrominerales colobia ltda.)
7. Occidental de colombia llc.
8. Occidental andina, inc.
9. Gran tierra energy colombia ltd.
10. Trafigura energy colombia
11. Cepcolsa
12. Parex resources colombia ltda- sucursal
13. Mansarovar
14. Gunvor colombia cl sas
15. Talisman colombia oil & gas ltd
16. Perenco colombia limited
17. Cepsa
18. Oxy
19. Petrolifera petroleum company
20. Spep energy netherlands_bv
21. Vitol colombia cl sas
22. Emerald energy plc.
23. Canacol energy colombia s.a.
24. Santiago oil company
25. Tepma
26. Petrobras colombia limited
27. Amerisur exploracion colombia
28. Braspetro
29. Ocensa
30. Total e&p colombie
31. Vetra col. Servicios integrales (a partir del 2017: vetra exploration & production colombia sas)
32. Grupo c y c energy

33. Geopack colombia sas
34. Colombia energy development co.
35. Bp latinamerica llc, suc. Col.
36. Southeast investment corporation
37. Nexen petroleum colombia limited
38. Lukoil overseas ltd
39. Hidrocasanare
40. Tecpetrol colombia s.a.s.
41. Petrobras international braspetro b. V.
42. Nikoil energy corp
43. Argosy energy international
44. Goam ci sas
45. Homcol
46. Interoil s.a.
47. Kappa resources colombia ltd
48. New granada energy corporation
49. Oleoducto de colombia
50. Union temporal ii&b

6.2 Perspectivas de los agentes sobre el acceso

En cuanto al acceso los agentes tienen dificultades cuando no cumplen las condiciones de calidad de sus crudos por tener unas características de menor API al permitido con lo cual deben recurrir a diluyentes o transportarlos a otros sitios donde se pueda mezclar con crudos con los que se puedan mezclar

En cuanto al transporte el mercado secundario actualmente, en oleoductos con ocupación alta puede implicar un sobrecosto de 30% sobre la tarifa pero en los de ocupación baja el remitente con el contrato vende la capacidad a menor precio para disminuir sus pérdidas al no poder transportar.

6.3 Áreas de mercado

Para analizar este tópico se consideraron dos aspectos: la situación histórica que toma en consideración condiciones de mercado y el de planeamiento que toma en consideración aspectos de ubicación:

(información a partir de datos confidenciales)

7 ESTADO DEL ARTE EN METODOLOGIAS TARIFARIAS

En la actualidad los países que poseen una infraestructura importante en oleoductos y poliductos para el transporte de hidrocarburos, trabajan de la mano con las empresas productoras y transportadoras para hacer que las tarifas que se pacten entre los agentes involucrados sean las más convenientes para el desarrollo de la industria petrolera, es decir que los factores que se involucran en estas tarifas cubran todos los costos del transportador y que el productor tenga el mejor precio en comparación con otros sistemas de transporte, obteniendo utilidades para ambas partes y para el país donde se encuentra la operación.

A continuación se presenta un análisis de la situación actual en metodología tarifaria para oleoductos en Ecuador, Argentina, México, Estados Unidos y Canadá, con el fin de establecer semejanzas y diferencias que aporten en el diseño de la Metodología que se propondrá para el MME en Colombia a partir del año 2019.

7.1 Metodología Tarifaria en Ecuador

7.1.1 Generalidades

Ecuador posee grandes reservas de petróleo y minerales, una tierra extraordinariamente fértil para todos los cultivos, con una variedad de climas que van desde las zonas tórridas y húmedas tropicales hasta las frías de las montañas y nevados de la serranía.

Atravesado por la cordillera andina, su territorio se presenta dividido en cuatro regiones naturales de características propias, a más de la región insular y los derechos que posee sobre la Antártida y espacio aéreo: costa, sierra, oriente y la región insular, con sus islas Galápagos.

Su puerto principal es Guayaquil, la ciudad más grande del Ecuador, con una gran dinámica actividad comercial, industrial y cultural.

Está dividido en 22 provincias con sus respectivas capitales, cantones y parroquias y tiene una superficie total de 256 370 km^2.

Ecuador, es un miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que produjo alrededor de 548,000 barriles por día (b / d) de petróleo y otros líquidos en 2016. El sector petrolero representa más de la mitad de los ingresos de exportación del país. [7]

El nacionalismo de los recursos y los debates sobre las implicaciones económicas, estratégicas y ambientales del desarrollo del sector petrolero son cuestiones prominentes en la política de Ecuador.

Las políticas gubernamentales rigurosas de tipo ambiental y social en Ecuador han contribuido a que la producción de petróleo este casi estancada ya que la producción se ha mantenido relativamente constante en los últimos 10 años.

La falta de suficiente capacidad de refinación doméstica para satisfacer la demanda local ha obligado a Ecuador a importar productos refinados, lo que limita los ingresos netos por petróleo.

Ecuador es el quinto mayor productor de petróleo en América del Sur. Las reservas sustanciales de petróleo se encuentran en los campos de Ishpingo-Tambococha-Tiputini en el Parque Nacional Yasuni, las cuales ascienden a 8.3 billones de barriles de petróleo crudo, convirtiendo a este país en el tercer país con mayor reserva de petróleo en América del Sur después de Venezuela y Brasil.[8] La mayoría de estas reservas probadas de Ecuador se encuentran en la Cuenca del Oriente ubicada en el Amazonas.

La petrolera nacional es PETROECUADOR que se fusionó con la empresa estatal de exploración y producción PETROAMAZONAS en 2012 para consolidar y optimizar la producción de hidrocarburos de Ecuador. Estas empresas representan más del 80% de la producción de petróleo de Ecuador.[9]

La producción restante es atribuido a campos operados por compañías petroleras internacionales , Repsol (España), Eni (Italia), Tecpetrol (empresa estatal argentina) y Andes Petroleum, que es un consorcio de la Corporación Nacional del Petróleo de China y la Corporación Petroquímica de China.

---

[7] U.S. Energy Information Administration 2017
[8] Oil & Gas Journal, "Worldwide Look At Reserves And Production" (January 1, 2017)
[9] BN Americas, "Ecuador to expand block 43 activity" (July 18, 2017)

7.1.2 Oleoductos – Situación Actual

El crudo ecuatoriano se produce en el Amazonas en la parte oriental del país y se transporta por tubería sobre las montañas de los Andes hasta el puerto de Esmeraldas. Los bloques petroleros más productivos de Ecuador están ubicados en la parte noreste del país.

Shushufindi y Auca son los dos campos petrolíferos más productivos del país. Ecuador produce dos grados de petróleo: el 24 ° API Oriente, que representa dos tercios de las exportaciones totales y materia prima principal para las refinerías nacionales; y Napo, que es un grado más pesado a 19 ° API.

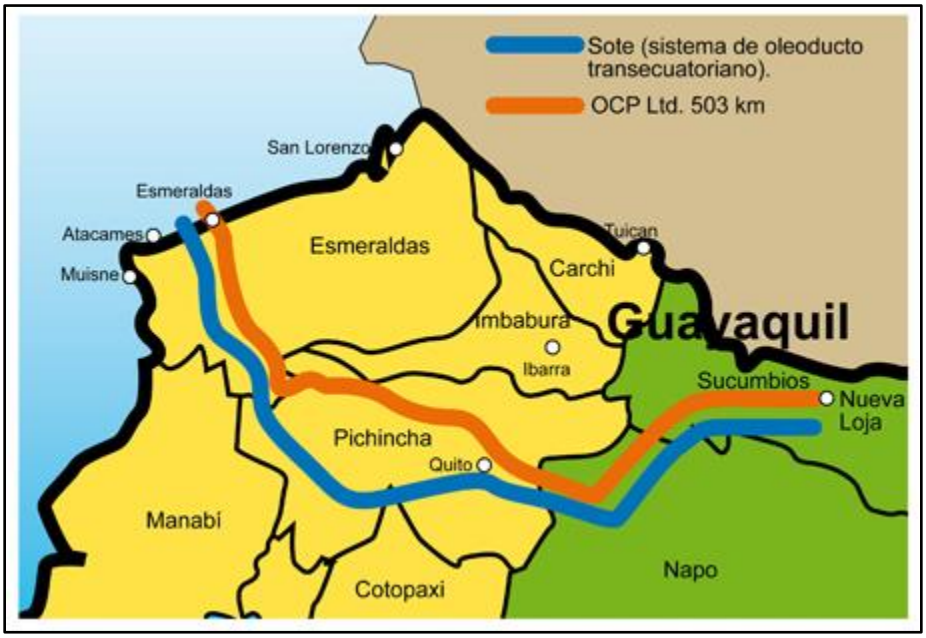


Figura 12. Mapa de Oleoductos del Ecuador

Fuente: http://www.yanacuri.org/exposicion/6-el-petroleo-en-ecuador/

Ecuador tiene dos grandes sistemas de oleoductos de crudo. El oleoducto más antiguo y más utilizado es el Sistema Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE) de 500 Km que transporta crudo ligero a mediano (crudo Oriente). El segundo oleoducto

más grande de Ecuador es el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), originalmente diseñado para crudo pesado (crudo Napo). Aproximadamente el 70% del petróleo crudo del país viaja a través de SOTE, y el resto se transporta a través de OCP.[10]

El OCP de 503 Km fluye mayormente en paralelo a la tubería SOTE. La finalización del OCP duplicó la capacidad del oleoducto de Ecuador y facilitó una mayor producción. En 2013, Ecuador y Colombia firmaron un acuerdo binacional para utilizar la capacidad adicional de OCP para transportar petróleo del sur de Colombia al puerto ecuatoriano de Esmeraldas. En junio de 2017, después de casi 14 años de transportar solo crudos pesados, el OCP comenzó a transportar crudos medianos / ligeros por separado de los crudos pesados. Este petróleo crudo se produce en gran parte del Campo Chaza en Colombia.[11]

La producción de petróleo crudo aumentó en 2004 poco después de la apertura del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que eliminó un obstáculo en el transporte de crudo pesado en el país. Sin embargo, la producción posteriormente se estabilizó como resultado del declive natural, la falta de desarrollo de nuevos proyectos y las dificultades operativas en yacimientos petrolíferos existentes.[12]

Ecuador tiene un oleoducto transnacional, que es el oleoducto Transandino de 300 Km (OTA) que transporta un total de 20,000 b / d y conecta los campos petrolíferos de Ecuador con el puerto colombiano de Tumaco.

Adicionalmente a la lista de sistemas de Oleoductos mencionados, Ecuador cuenta con una red de Poliductos para productos refinados (keroseno, naftas, gas oil, etc), que consta de 9 líneas principales que suman aproximadamente 1600 Km permitiendo abastecer las áreas y ciudades más productivas del pais.

7.1.3 Entes Regulatorios en Hidrocarburos

En Ecuador los recursos de hidrocarburos son propiedad exclusiva del estado, y el estado limita la inversión extranjera en el sector petrolero. Las compañías extranjeras de petróleo y gas natural pueden celebrar contratos de servicio que

[10] U.S. Energy Information Administration 2017
[11] OCP Ecuador “Inicia una nueva etapa con el transporte de crudo segregado de Colombia” 2017
[12] U.S. Energy Information Administration 2017

ofrecen una tarifa fija por barril para sus actividades de exploración y producción. El cambio de los acuerdos de producción compartida a los contratos de servicios ha aumentado la participación del gobierno en los ingresos y la producción estatal de petróleo.

El Ministerio de Recursos Naturales No Renovables de Ecuador es responsable de las decisiones de política energética, mientras que la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH) entidad adscrita al Ministerio de Hidrocarburos (Antes Ministerio de Energía y Minas) regula toda la cadena del sector petrolero.

Figura 13. Estructura y organización del sector energético en Ecuador

Fuente: Agenda Nacional de Energía 2016-2040

7.1.4 Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos

Según consultas realizadas en el Marco legal de la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), se establece que la regulación en cuanto a tarifas de transporte de crudo por oleoductos tiene presenta la siguiente evolución:

De acuerdo al Decreto Ejecutivo 423 de 1997 concerniente al transporte de crudo por el Oleoducto Centro Oriente (SOCO), se define que:

I. *"La tarifa de transporte de petróleo crudo por el SOCO será la cantidad resultante de sumar la tarifa mensual por concepto de capacidad disponible, que incluye amortización de la inversión, intereses de la financiación, costos y gastos fijos de operación, impuestos y utilidades, más el producto de multiplicar la tarifa anual de operación por barril de petróleo crudo transportado, que incluye todos los costos y gastos variables de operación, impuestos y utilidades, por el número de barriles de petróleo crudo mensualmente medidos en los Centros de Fiscalización".*

II. *"Para el cálculo de la tarifa se considerará tanto el volumen de petróleo crudo propiedad de PETROECUADOR, como el que deben transportar las otras empresas productoras de petróleo crudo".*

III. *"El contrato de transporte preverá un mecanismo para ajustar las tarifas por variaciones de los factores o elementos que se acuerden en el contrato, incluyendo las variaciones que se produzcan en la gravedad, temperatura o viscosidad respecto de las especificadas, y en los índices económicos locales y externos".*

En esa misma línea se encuentra el Acuerdo Ministerial 14 de 2004 (aún vigente) que reglamenta el transporte de crudo por Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y que en su Artículo 18 menciona:

"Los usuarios del SOTE y/o RODA pagarán a la operadora las tarifas de transporte que establezca el Ministerio del ramo, de conformidad con el artículo 62 de la Ley de Hidrocarburos, en función a los volúmenes en barriles brutos fiscalizados y

entregados en los centros de fiscalización y entrega o en los puntos de inyección al SOTE y/o RODA".

Con esta referencia se ubica dicho Artículo en la Ley de Hidrocarburos de 2010 (Ley general de la cadena hidrocarburifera del Ecuador), en el cual se estipula:

"Art. 62.- La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero fijará las tarifas que se cobrarán a las empresas usuarias de los sistemas de oleoductos, poliductos y gasoductos, tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones conforme a la práctica petrolera internacional.
En los ductos principales privados, las tarifas serán acordadas entre el usuario, entre los que se podrá incluir a las Empresas Públicas, y la operadora del sistema de transporte.

Las tarifas que pagarán las Empresas Públicas a los operadores de los oleoductos, poliductos y gasoductos serán establecidas en los respectivos contratos que celebren con el operador del sistema correspondiente.

Las tarifas que cobrará PETROECUADOR a las empresas usuarias del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ampliado las fijará la Agencia de Regulación y Control tomando en consideración los costos y gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones incluyendo las del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) existente, conforme la práctica petrolera internacional.".

7.1.5 Medidas para enfrentar la crisis de precio del petróleo

Reconociendo su fuerte dependencia del sector petrolero en las actuales condiciones inciertas del precio del petróleo, Ecuador lanzó su Agenda Nacional de Energía 2016-2040, que consiste básicamente en el planteamiento de las medidas a nivel de desarrollo energético sostenible, que servirán como derrotero de las próximas décadas en el Ecuador.

En el sector de hidrocarburos este documento plantea la necesidad de incentivar la inversión extranjera para aumentar exploración y por ende la producción de petróleo del país, así como también las inversiones en modernización de la infraestructura petrolera y la construcción de proyectos estratégicos en materia energética como la refinería del pacifico, que permitirá a Ecuador diversificar adecuadamente su matriz energética y convertirse en país exportador de combustibles.

7.2 Metodología Tarifaria en Canadá

7.2.1 Generalidades

Canadá es el país más septentrional de América. Con una superficie de 9.984.670 km² es el segundo país más grande del mundo, tras Rusia. Tiene 8.800 km de fronteras, la mayor parte de ella sigue el paralelo 49º y 202.080 km de costas. Limita al norte con el océano Glacial Ártico, al este con el océano Atlántico, al sur con Estados Unidos y al oeste con el océano Pacífico. Canadá reclama como parte territorial su extensión hasta el polo Norte.[13]

El relieve de Canadá, a pesar de su enorme tamaño, es relativamente sencillo. Se organiza en torno al gran escudo canadiense que forma el núcleo continental del noroeste de Norteamérica. Este escudo se conforma como una gran cuenca cerrada al este por la sección septentrional de los Apalaches, que se prolonga en las montañas de la península del Labrador. Estas montañas tienen su continuación en las islas de bahía de Baffin.[14]

De acuerdo con la publicación Oil & Gas Journal, Canadá tenía aproximadamente 173 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo a principios de 2015, colocándose en el tercer lugar en el mundo. Solo Arabia Saudita y Venezuela tienen mayores reservas. Además, Canadá es uno de los dos únicos países entre los 10 principales en reservas probadas que no es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Las reservas probadas de petróleo de Canadá de 1980 a 2002 estuvieron muy por debajo de los 10 mil millones de barriles. En 2003, aumentaron a 180 mil millones de barriles después de que los recursos de arenas petrolíferas se consideraran técnica y económicamente recuperables. Las arenas petrolíferas ahora representan aproximadamente 166 mil millones de barriles de reservas probadas, casi todas las actuales reservas probadas de petróleo de Canadá[15]. Las reservas probadas de arenas bituminosas experimentaron una ligera disminución interanual en 2014. Sin

[13] https://geografia.laguia2000.com/geografia-regional/america/geografia-de-canada-generalidades
[14] https://geografia.laguia2000.com/relieve/canada-relieve
[15] http://www.aer.ca/documents/sts/ST98/ST98-2015.pdf

embargo, la producción de arenas bituminosas continua siendo robusta, a pesar de la caída en los precios del petróleo crudo en el año 2014.

Prácticamente todas sus exportaciones de petróleo crudo se destinan a los Estados Unidos, porque Canadá carece de la capacidad de exportación suficiente para enviar sus líquidos a otro lugar. Canadá es un importante productor de petróleo crudo. El reciente crecimiento en la producción de combustibles líquidos ha sido impulsado por el bitumen y el petróleo crudo sintético mejorado producido a partir de las arenas petrolíferas de Alberta. La mayoría de las reservas probadas de petróleo de Canadá y el crecimiento futuro esperado en la producción de combustibles líquidos del país se derivarán de estos recursos.[16]

Las compañías de energía canadienses más grandes con presencia en los sectores doméstico upstream y downstream incluyen Suncor (que adquirió Petro-Canada en 2009), Syncrude, Canadian Natural Resources Limited, Imperial Oil, Cenovus (que se separó de Encana) y Husky Energy. . Otras compañías canadienses, particularmente Enbridge y TransCanada, dominan la infraestructura del oleoducto midstream.

La producción de petróleo en Canadá actualmente haciende a las 4.6 millones de barriles por día y proviene de tres fuentes principales: las arenas petrolíferas, los recursos en la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá (WCSB) y los yacimientos petrolíferos en el océano Atlántico. La producción de las arenas petrolíferas representa más de la mitad de la producción canadiense, una proporción que ha aumentado constantemente en la última década.

7.2.2 Oleoductos – Situación Actual

Los oleoductos conectan los centros de producción canadienses con los centros de refinación y exportación en las provincias orientales, el oeste de Canadá y especialmente los Estados Unidos. Pembina, Plains Midstream, Spectra Energy, Access Pipeline e Inter Pipeline operan algunos de los sistemas de tuberías nacionales más grandes en el oeste de Canadá. Cuatro empresas operan la mayoría de los ductos de exportación: Enbridge, Kinder Morgan, Spectra y TransCanada. En total, los miembros de Canadian Energy Pipeline Association

[16] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CAN

Figura 14. Mapa de Oleoductos de Canadá

Fuente: National Energy Board

Transportaron 3.4 millones b / d de petróleo crudo y otros líquidos en aproximadamente 38,000 Km de tubería en 2014. Sin embargo, un volumen creciente de petróleo es transportado por ferrocarril debido a restricciones de infraestructura en la región del medio continente.[17]

Enbridge opera la red de oleoductos de exportación canadiense más grande. El sistema Enbridge Mainline, compuesto por Canadian Mainline y U.S. Mainline (Lakehead), transporta aproximadamente 2.2 millones de b / d de petróleo y otros líquidos desde el oeste de Canadá, Montana y Dakota del Norte hasta el medio oeste de Estados Unidos y el este de Canadá. El sistema Lakehead incluye las tuberías de Alberta Clipper que conectan Hardisty, Alberta con Superior, Wisconsin, con una capacidad de 450,000 b / d, luego de una expansión que se completó en agosto de 2014. La tubería de Southern Lights tiene un paralelo con Alberta Clipper,

[17] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CAN

pero funciona en la dirección opuesta para transportar hidrocarburos más ligeros de regreso a Alberta para diluir el transporte y procesamiento del bitumen. Junto con sus otros ductos más pequeños a ambos lados de la frontera, los grandes sistemas de tuberías de Enbridge transportan el 53% del petróleo estadounidense exportado desde Canadá.[18]

Kinder Morgan opera el sistema de ductos Trans Mountain, que es el único sistema de ductos que transporta petróleo crudo a la costa oeste de América del Norte. La tubería se origina en Edmonton, Alberta y viaja a varias estaciones de comercialización y refinación cerca de Vancouver, Columbia Británica. Su capacidad tiene una capacidad de 300,000 b / d.

TransCanada ha establecido un punto de apoyo en el mercado de exportación de petróleo crudo de Canadá a través de su sistema Keystone. El ducto de 4030 Km con una capacidad de 590,000 b / d va desde Hardisty, Alberta a Manitoba y cruza la frontera hasta Steele City, Nebraska, donde se divide en dos sistemas que prestan servicios en el Medio Oeste de Estados Unidos y la Costa del Golfo de los Estados Unidos.[19]

Spectra opera la tubería Spectra Express, que se extiende desde Hardisty, Alberta hasta Casper, Wyoming, con una capacidad diseñada de 280,000 b / d.[20]

7.2.3 Entes Regulatorios en Hidrocarburos

Canadá tiene un sector petrolero privatizado que incluye la participación de muchas compañías petroleras nacionales e internacionales. Muchas empresas petroleras canadienses se sometieron a reestructuraciones corporativas estratégicas, incluida la consolidación, como consecuencia de la reciente recesión económica. Los procesos de producción técnicamente sofisticados requeridos en el desarrollo de los recursos de arenas petrolíferas de Canadá promueven la especialización regional y funcional de los independientes y las principales compañías petroleras.

Los organismos federales y provinciales coordinan la política y la regulación en Canadá. Las autoridades provinciales, la más grande e influyente de las cuales es

[18] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CAN
[19] TransCanada, Oil Pipelines, accessed September 2015
[20] Canada Association of Petroleum Producers, "Crude Oil: Forecast, Markets, and Transportation" 2015

la Junta de Conservación de Recursos Energéticos de Alberta (ERCB), que se encargan de la supervisión de la mayoría de los sectores. El organismo regulador nacional de Canadá es el Consejo Nacional de Energía (NEB) por sus siglas en ingles.

7.2.4 Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos

Según datos de contratos firmados en este año por Enbridge Inc, la transportadora de crudo canadiense y una de las más grandes del mundo, la tarifa de Transporte se determina de acuerdo al cálculo de los siguientes items:

- Cargo por Servicio en Firme

- Cargo por Operación y Mantenimiento, Incluye;

  i) Ajuste de inflación
  ii) Pronóstico de ajuste no rutinario (gasto)
  iii) Cantidad diferida Ajuste
  iv) Variación de ajuste no rutinario (gasto)
  v) Ajuste del impuesto a la propiedad

- Cargo por Capital

  i) Rentabilidad sobre el capital y el gasto por intereses
  ii) Previsión de la asignación fiscal
  iii) Variación de la asignación fiscal
  iv) Monto diferido Capital Ajuste
  v) Rentabilidad sobre el capital y el gasto por intereses de 2016
  vi) Determinación de la base de la tasa de 2016
  vii) Cuenta de activos fijos 2016
  viii) Planta de transporte
  ix) Depreciación acumulada, gasto de intereses y devolución en equidad asociada con ajuste no rutinario
  x) Varianza

- Determinación de la Base Tarifaria

En el Anexo 1, se muestra el detalle del cálculo de cada uno de los Ítems, que sumados componen la tarifa contratada para transporte por parte de la empresa referenciada.

7.2.4.1 Tarifas de Referencia en Canadá

A continuación se muestra en las Tablas 1 y 2, un ejemplo tarifario para el transporte por Oleoductos usado por Enbridge en el año 2013 y en el cual se establecen dos tarifas diferentes en cuanto a tipo de crudo se refieren, una para crudo pesado y otra para crudo liviano, dependiendo del tramo existente entre terminales de recibo y entrega.

Tabla 7-1. Tarifas de Transporte por Oleoducto en Enbridge Canadá. Julio 2013. Crudo Liviano
Fuente: NEB 2013

▲LIGHT PETROLEUM TRANSMISSION AND TERMINALLING TOLLS

TABLE OF CHARGES FOR LIGHT CRUDE PETROLEUM IN DOLLARS PER CUBIC METRE

TO	FROM							
	Edmonton Terminal, Alberta (b)	Hardisty Terminal, Alberta (b)	Kerrobert Station, Saskatchewan (b)	Regina Terminal, Saskatchewan (b)	Cromer Terminal, Manitoba (b)	International Boundary near Sarnia, Ontario	Sarnia Terminal, Ontario (b)	Westover, Ontario
Edmonton Terminal, Alberta (c)	1 535	-	-	-	-	-	-	-
Hardisty Terminal, Alberta (c)	3.047	1.535	-	-	-	-	-	-
Kerrobert Station, Saskatchewan (c)	4.570	3.056	-	-	-	-	-	-
Milden, Saskatchewan (c)	5.555	4 042	-	-	-	-	-	-
Stony Beach Take-off, Saskatchewan (c)	7.621	6.108	4.586	-	-	-	-	-
Regina Terminal, Saskatchewan (c)	7.621	6.108	4.586	1 535	-	-	-	-
Gretna Station, Manitoba (c)	12.272	-	-	6.186	-	-	-	-
International Boundary near Gretna, Manitoba	13.416	11.904	10.383	7.329	5.125	-	-	-
Corunna or Sarnia Terminal, Ontario (c)	-	-	-	-	-	0.606	1 535	-
Nanticoke, Ontario (c)	-	-	-	-	-	2.932	3.860	1.159
International Boundary near Chippawa, Ontario	-	-	-	-	-	2.698	3.626	0.917

Tabla 7-2. Tarifas de Transporte por Oleoducto en Enbridge Canadá. Julio 2013. Crudo Pesado
Fuente: NEB 2013

▲HEAVY PETROLEUM TRANSMISSION AND TERMINALLING TOLLS

TABLE OF CHARGES FOR HEAVY CRUDE PETROLEUM IN DOLLARS PER CUBIC METRE

TO	FROM: Edmonton Terminal, Alberta (b)	Hardisty Terminal, Alberta (b)	Kerrobert Station, Saskatchewan (b)	Regina Terminal, Saskatchewan (b)	Cromer Terminal, Manitoba (b)	International Boundary near Sarnia, Ontario
Edmonton Terminal, Alberta (c)	1.535	-	-	-	-	-
Hardisty Terminal, Alberta (c)	3.380	1.535	-	-	-	-
Kerrobert Station, Saskatchewan (c)	5.237	3.392	-	-	-	-
Stony Beach Take-off, Saskatchewan (c)	8.960	7.114	5.259	-	-	-
Regina Terminal, Saskatchewan (c)	8.960	7.114	5.259	1.535	-	-
International Boundary near Gretna, Manitoba	16.142	14.295	12.439	8.716	6.026	-
Corunna or Sarnia Terminal, Ontario (c)	-	-	-	-	-	0.629
Nanticoke, Ontario (c)	-	-	-	-	-	3.466
International Boundary near Chippawa, Ontario	-	-	-	-	-	3.292

7.2.5 Medidas para enfrentar la crisis de precio del petróleo

En febrero de 2016, el Gobierno canadiense ofreció a la industria de hidrocarburos acelerar la inyección de unos 1.000 millones de dólares canadienses (730 millones de Estados Unidos) en Alberta para amortiguar el impacto de la crisis que sacudió al que fuera el motor económico de Canadá.

La situación es un giro de 180 grados con respecto al periodo de florecimiento que esa provincia canadiense vivió durante la última década.

Entre 1999 y 2013, alrededor de 200.000 millones de dólares fueron invertidos en el sector petrolero de Alberta. Sólo en 2013 la cifra anual de inversiones alcanzó los 32.000 millones de dólares.

Otra de las medidas tomadas por el primer ministro Stephen Harper fue la decisión de sacar a Canadá del Protocolo de Kioto que busca reducir las emisiones de gases efecto invernadero, para permitir el desarrollo sin obstáculos de los yacimientos de petróleo de arenas bituminosas en la provincia de Alberta.[21]

7.3 Metodología Tarifaria en Argentina

7.3.1 Generalidades

Argentina es un país en el que se desarrollan diversos paisajes naturales, relieves y modelados. Desde las regiones tropicales del norte a los glaciares del sur encontramos las altas montañas de los Andes y las inmensas llanuras de la Pampa y la Patagonia, tiene una extensión de 2.780.400 km², sus costas miden 4.989 km y sus fronteras 9.665 km.

El territorio argentino se asienta en cuatro grandes regiones geológicas: el macizo patagónico, que ocupa el sur del país; el sistema de los Andes, al oeste; el escudo Brasileño, al norte; y la llanura Chaco-Pampeana, en el centro, recubierta de sedimentos[22].

De manera general la topografía de Argentina se caracteriza por la presencia de montañas al oeste y de llanos al este, con una altitud que disminuye progresivamente de oeste a este. En el extremo oeste se encuentra la cordillera de los Andes. Los Andes, en Argentina, se dividen en tres segmentos de norte a sur: norte, central (o Cuyano) y sur o patagónico. El paso de San Francisco separa el segmento norte del central. En el segmento Cuyano se encuentran las mayores altitudes del continente.[23]

Argentina mantiene reclamaciones de soberanía sobre las islas Malvinas, Georgias del Sur, Sandwich del Sur y Aurora, administradas por el Reino Unido, sobre 965.597 km² del área antártica al sur del paralelo 60° S, denominada Antártida

[21] https://www.efe.com/efe/america/economia/el-corazon-petrolero-de-canada-en-grave-crisis-por-la-caida-los-precios-del-crudo/20000011-2832277
[22] https://geografia.laguia2000.com/relieve/argentina-relieve
[23] https://geografia.laguia2000.com/relieve/argentina-relieve

Argentina y que incluye a las islas Orcadas del Sur y Shetland del Sur, la superficie total se eleva a 3.761.274 km².

El territorio continental de Argentina se puede dividir en tres grandes zonas geográficas:

- La zona central y norte, de llanuras;
- La zona sur, de mesetas patagónicas;
- La zona oeste, montañosa, de la cordillera de los Andes, frontera con Chile.

En el norte encontramos la región misionera, y en el extremo noroeste la puna o altiplano, en el centro la Pampa y la región de Cuyo, y en el sur la Patagonia y Tierra del Fuego.

Históricamente, las políticas del sector energético de Argentina provocaron un desequilibrio entre el suministro y la demanda de energía al limitar el atractivo de la industria para los inversores privados, restringir las ganancias de los productores nacionales y proteger a los consumidores del aumento de los precios. En la última década, la demanda interna de energía creció rápidamente mientras que la producción de petróleo y otros líquidos y del gas natural disminuyó, lo que convierte a Argentina en un importador neto de hidrocarburos.[24]

La reforma de hidrocarburos de Argentina, implementada a finales de 2014, brinda a los inversionistas oportunidades de exploración "*offshore"* y fomenta las empresas extranjeras en desarrollo de reservas no convencionales. Para incentivar la inversión del sector privado en las industrias de petróleo y gas natural y para impulsar el suministro interno de energía, el gobierno reformó el proceso de licitación nacional aumentando la frecuencia de rondas de licencias extraterritoriales, permitiendo períodos de explotación más largos y ofreciendo exenciones fiscales a las empresas que invierte más de 250 millones de pesos argentinos durante un período de tres años.

A diciembre de 2016, Argentina tenía 2.4 billones de barriles de reservas probadas de crudo, de acuerdo con Oil and Gas Journal (OGJ). En 2016, la producción total de petróleo fue de 693,000 barriles por día (b / d), de los cuales 489,000 b / d fueron de petróleo crudo y 112,000 b / d de líquidos de plantas de gas natural. La

[24] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARG

producción de petróleo crudo ha disminuido en general en Argentina en las últimas dos décadas como resultado de la maduración de los activos convencionales y la falta de inversión suficiente en exploración y desarrollo.[25]

Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), anteriormente llamada Compañía Energética estatal de Argentina es el mayor productor de petróleo del país, extrajo aproximadamente 245,000 b / d de crudo en el 2016. El segundo productor de petróleo, con el 19% de la producción total en 2016, fue Pan American Energy (PAE), propiedad de BP y Bridas Corporation. Actualmente, PAE opera uno de los campos productores de hidrocarburos más grandes de Argentina, el campo Cerro Dragón. Chevron (EE. UU.), Petrobras (Brasil), Pluspetrol (Argentina) y Sinopec Group (China) también han tenido una presencia significativa en la producción petrolera de Argentina.[26]

La producción de esquisto bituminoso de campos no convencionales ha aumentado hasta el momento en 2017 como resultado de una mayor eficiencia de perforación. La formación Vaca Muerta, de Argentina, representa cerca del 60% de los 27 mil millones de barriles de reservas de petróleo de esquisto técnicamente recuperables del país, y ocupa el cuarto lugar entre las reservas de petróleo de esquisto más grandes del mundo. Vaca Muerta se encuentra en las etapas preliminares de desarrollo y se encuentra en una región con geología favorable al petróleo de esquisto bituminoso y extracción de gas natural. Es probable que estos factores, junto con los recientes incentivos de inversión del gobierno argentino, eleven la producción de petróleo no convencional en Argentina.[27]

En 2016, Argentina tenía 11 refinerías con una capacidad combinada de refinación de crudo de 634,000 b / d, de las cuales aproximadamente la mitad son controladas por YPF, de acuerdo con OGJ.
Los productos refinados argentinos no satisfacen toda la demanda nacional de combustible. Como resultado, Argentina importó aproximadamente 90,000 b / d de productos petroleros totales, aproximadamente la mitad de los Estados Unidos, en 2016.[28]

[25] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARG
[26] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARG
[27] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARG
[28] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=ARG

7.3.2 Oleoductos – Situación Actual

La logística de crudos se realiza a través de dos oleoductos operados por YPF, que conectan Puerto Hernández (Neuquén) y Luján de Cuyo (580 km), y Puerto Rosales (Punta Alta – Buenos Aires) y La Plata (700 km), junto con buques de transporte contratados. La logística de productos se realiza a través de dos poliductos que conectan Luján de Cuyo, San Lorenzo, La Matanza y La Plata, y también incluye 3 puertos de carga, 16 terminales (10 con puerto), seis plantas de GLP, 54 aeroplantas y 1.500 camiones.[29]

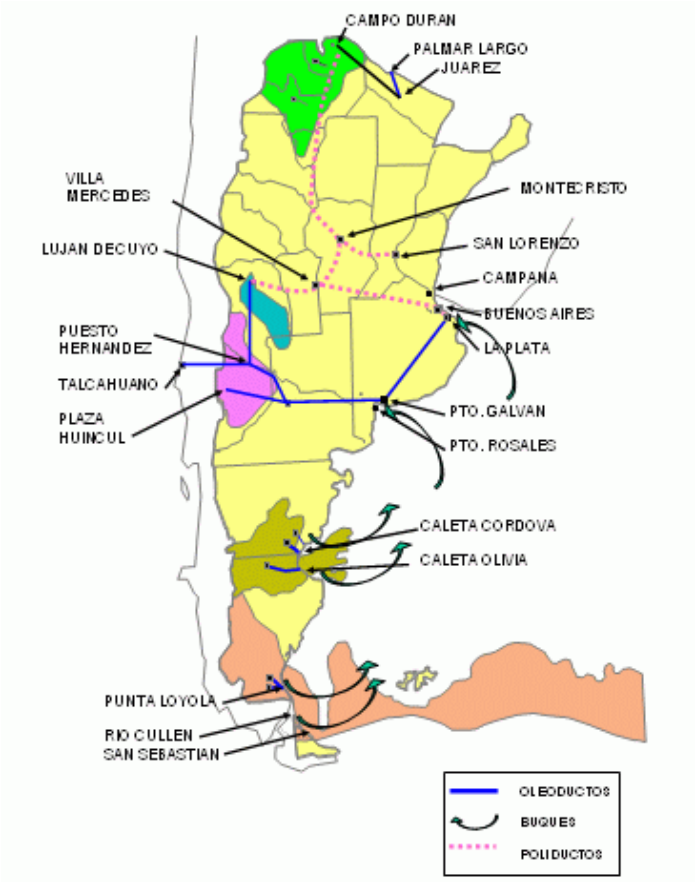


Figura 15. Mapa de Oleoductos de Argentina

Fuente: Ministerio de Energía y Minería de la Argentina

[29] Logística de Hidrocarburos en Argentina – Universidad Nacional de La Plata. 2016

En total, Argentina cuenta con un sistema de más de 4000 Km de Oleoductos y casi 3000 Km de Poliductos con diámetros que oscilan entre 3 y 32 pulgadas, donde las empresas trasportadoras con más relevancia dentro del sector son; YPF, Oleoducto Transandino S.A, Rio Alto y Odeval.

7.3.3 Entes Regulatorios en Hidrocarburos

En Argentina, el sector energético está regulado por el Ministerio de Energía y Minería. El Ministerio incluye el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), que regula las actividades de transporte y distribución de gas natural, y la Secretaría de Energía, que supervisa la producción de petróleo y gas natural.

Cuenta además con el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), que es un organismo descentralizado conformado por los principales actores de la cadena y por las autoridades técnicas en la materia, su labor es la de liderar el avance científico y la normalización de los procesos en el sector de hidrocarburos.

7.3.4 Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos

La regulación argentina en el componente tarifario para transporte de crudo por oleoductos ha evolucionado desde el año 1991, donde se reglamentó toda la actividad por medio del decreto Nacional No. 44, el cual dispone lo siguiente en el artículo 18:

"Las tarifas a aplicar por el transportador serán las aprobadas por la Autoridad de Aplicación, vigentes a la fecha de devolución del crudo transportado. Los cargos a efectuar se harán en función del volumen devuelto.
Los servicios enunciados y otros que se presten con relación a petróleo crudo entregado por el cargador, estarán sujetos a los impuestos, tasas y contribuciones que sean procedentes, según cual sea la jurisdicción en que se verifiquen sus hechos imponibles generadores.

En caso que resultaren de aplicación impuestos, tasas o contribuciones no existentes a la fecha del presente Decreto, que tenga como hecho imponible generador esta actividad o los servicios prestados en su consecuencia y cualquiera fuere la base imponible para su determinación, los cargadores asumirán ese costo, en la justa medida de su exacta incidencia, según las liquidaciones que en cada

caso presente el transportador. Se admitirá el reconocimiento de variaciones en los precios en la exacta incidencia de la variación de los impuestos al Valor Agregado, Internos, a los Ingresos Brutos y las contribuciones o tasas que resulten de aplicación según cual sea la jurisdicción en la que procedan, quedando las mismas a cargo del cargador."

Este decreto fue complementado posteriormente en el año 2005 por la resolución 972, donde se establecen tarifas máximas de transporte de hidrocarburos líquidos en dólares americanos por cada metro cubico de petróleo transportado, ajustando la tarifa a cada tramo de oleoducto existente en la Red de Transporte Nacional.

En este mismo decreto se considera que estas tarifas establecidas tienen un carácter provisional, mientras se concluye un estudio integral de la actividad por medio de una nueva metodología de determinación, cálculo y ajuste de tarifas de transporte y almacenaje de hidrocarburos líquidos.

En la actualidad el estudio mencionado aún no cuenta con una metodología clara para la fijación de tarifas, en cambio se desarrollaron unas planillas en formato Excel que incluye las variables a controlar por parte de la empresa trasportadora en términos de costos por cada metro cubico transportado, con las cuales se hace un seguimiento y una proyección anual que contribuya a la fijación de tarifas que satisfagan estos costos y generen utilidades.

En la Tabla 1 se muestran las variables establecidas en la determinación del costo de transporte, publicadas por el Ministerio de Energía y Minería de la República de Argentina.

Tabla 7-3. Variables Determinación de Costo de Transporte por Oleoductos
Fuente: http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=1049

INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS (proyecciones)						
CONCEPTO		**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**
VOLÚMENES (m3/año)						
* Volumen Transportado por ductos						
* Volumen Almacenado						

INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS (proyecciones)

CONCEPTO		2005	2006	2007	2008	2009
* Volumen Cargado/Descargado a buques tanque						
GASTOS CORRIENTES DIRECTOS						
Gastos de Operación y Mantenimiento	u$s					
Sueldos, Cargas Sociales y Otros gastos de Personal	u$s					
Mano de obra y cargas sociales	u$s					
Beneficios Sociales	u$s					
Consumo de Energía	u$s					
Energía Eléctrica	u$s					
Otros Combustibles	u$s					
Servicios Contratados (especificar detalladamente)(1)	u$s					
Honorarios Profesionales	u$s					
Seguros	u$s					
Indemnización por Servidumbre	u$s					
Otros Gastos Directos	u$s					
Total						
INVERSIONES EN						
* Ductos	u$s					
* Estaciones de Bombeo	u$s					
* Bienes afectados a Almacenaje	u$s					
* Bienes afectados a carga/descarga de Buque Tanque	u$s					
* Otros Bienes de Uso	u$s					
Total						
BAJAS DE ACTIVOS						
* Ductos	u$s					

INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FLUJO DE FONDOS (proyecciones)						
CONCEPTO		**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**
* Estaciones de Bombeo	u$s					
* Bienes afectados a Almacenaje	u$s					
* Bienes afectados a carga/descarga de Buque Tanque	u$s					
* Otros Bienes de Uso	u$s					
Total						

(1) Insertar filas y totalizar.

NOTA: Debe presentarse un juego de Planillas por cada tramo tarifado

7.3.4.1 Tarifas de Referencia en Argentina

Una de las referencias más actualizadas en cuanto a tarifas de transporte por oleoductos en Argentina, se tomó de la resolución 49-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería, en donde se le autoriza a OLDELVAL S.A. una tabla de tarifas máximas, en virtud de un cálculo presentado por dicha compañía que consideraba lo gastos en mantenimiento, las inversiones para una operación segura y eficiente durante un periodo de tiempo de 5 años.

En la tabla 4, se muestra a continuación dichas tarifas para los oleoductos que OLDELVAL opera, de acuerdo con la citada resolución:

Tabla 7-4. Tarifa Máxima Autorizada a OLDEVAL según resolución 49-E/2017
Fuente: Ministerio de Energía y Minería de Argentina

Desde	Hasta	Tarifas de Transporte (U$S/m3)
Medanito	Allen	1,67
Centenario	Challacó	2,36
Allen	Puerto Rosales	6,24
Challacó	Destilería Plaza Huincul	1,15
Puesto Hernández	Medanito	4,04
Centenario	Allen	1,39

Nota: Las Tarifas no incluyen I.V.A

7.3.5 Medidas para enfrentar la crisis de precio del petróleo

El Gobierno argentino otorgó en marzo de 2016 un subsidio a las exportaciones de crudo mientras los precios globales estén por debajo de los 47,5 dólares por barril, en función de mantener la inversión en el sector local en momentos en que el país necesitaba divisas para impulsar su economía.

Según una resolución del Ministerio de Energía, el Gobierno dispuso entregar a las empresas petroleras una compensación equivalente a 7,5 dólares por barril para sus embarques al exterior del crudo producido en la cuenca del Golfo de San Jorge, en la Patagonia argentina.

Ante el desplome de los precios globales, “resulta necesario aplicar medidas de estímulo específicas que atenúen el impacto de tales disminuciones sobre el nivel de actividad y empleo locales, a fin de mantener las pautas de inversión previstas por el sector productor”, señaló la resolución.

El subsidio, cuya referencia son los futuros del crudo Brent, no aplica cuando ese precio supere los 47,5 dólares por barril en los dos días previos y los dos posteriores a la fecha de la exportación.

Las autoridades de Argentina determinan el precio que las refinerías pagan por el crudo a las petroleras que operan en el país con el fin de sostener la producción doméstica de hidrocarburos.[30]

7.4 Metodología Tarifaria en México

7.4.1 Generalidades

Los Estados Unidos Mexicanos o República de México es el país más poblado de los de habla hispana. Limita al norte con los Estados Unidos de América, al sur con el océano Pacífico, al sudeste con Guatemala y Belice, al oeste con el océano Pacífico y al este con el golfo de México y el mar Caribe. La frontera con Estados Unidos está delimitada en buena medida, a lo largo del río Bravo (llamado río Grande en Estados Unidos); la frontera con Guatemala son, en su mayor parte, los ríos Suchiate y Usumacinta. Tiene un tamaño de 1.972.550 km² y comprende 5.075 islas.[31]

Es un país de enormes contrastes, entre un norte desértico y un sur en el que están presentes la selva tropical y los grandes pantanos; entre las grandes montañas y la costa llana del Yucatán, entre algunas de las fortunas más importantes del mundo y las mayores de las pobrezas.

México se encuentra en el borde suroccidental de la placa Norteamericana. Es un territorio muy inestable entre las placas del Pacífico, de Cocos y del Caribe. Así, en México son frecuentes los terremotos, y abundan los volcanes activos.[32]

El relieve se organiza en torno a una gran meseta central: la altiplanicie Mexicana o el Altiplano. A pesar de su nombre de planicie no es una llanura, sino que se resuelve en una serie de sierras transversales que tienen una dirección general de este a oeste. Aunque tiene una altitud media de unos 1.000 metros en general va perdiendo altitud de sur a norte, hasta llegar al valle del río Bravo. Se puede dividir en dos partes en torno al paralelo 23.[33]

---

[30] https://lta.reuters.com/article/businessNews/idLTAKCN0WD1ER
[31] https://geografia.laguia2000.com/category/geografia-regional/america/mexico/page/2
[32] https://geografia.laguia2000.com/relieve/mexico-relieve
[33] https://geografia.laguia2000.com/relieve/mexico-relieve

México produjo un promedio de 2,6 millones de barriles por día (b / d) de petróleo y otros líquidos en 2015. El petróleo crudo representó 2.3 millones de barriles por día, o el 86%, de la producción total, y el resto se atribuyó a los condensados y a los líquidos de gas natural y la ganancia de procesamiento de la refinería. La producción total de petróleo de México ha disminuido sustancialmente, cayendo un 32% desde su máximo en 2004. Cabe destacar que la producción de petróleo crudo en 2015 fue la más baja desde 1981 y ha seguido disminuyendo en 2016. México es un importante exportador de petróleo crudo, el tercero más grande en las Américas, pero el país es un importador neto de productos de petróleo refinados. Estados Unidos es el destino de la mayoría de las exportaciones de petróleo crudo de México y la fuente de la mayoría de sus importaciones de productos refinados.[34]

Después de años de una producción en declive, México instituyó importantes reformas energéticas. En diciembre de 2013, el gobierno mexicano promulgó reformas constitucionales que pusieron fin al monopolio de PEMEX en el sector del petróleo y el gas natural y abrió la industria a una mayor inversión extranjera. Las reformas permiten nuevos modelos de contrato para exploración y producción, que incluyen: licencias, producción compartida, participación en los beneficios y contratos de servicios. Anteriormente, a las empresas extranjeras solo se les permitía participar en contratos de servicios en los que se pagaba a las empresas por los servicios y no se les permitían compartir acciones o beneficios derivados de los recursos de hidrocarburos.

PEMEX sigue siendo de propiedad estatal, pero se le está dando más autonomía presupuestaria y administrativa y tendrá que competir por las ofertas con otras firmas en nuevos proyectos. Como se estipuló en las reformas, se permitió a PEMEX la primera opción para el desarrollo de recursos mexicanos antes de que las empresas privadas comenzaran a ofertar. Esta fase se conoció como Round Zero y dio como resultado que PEMEX obtuviera el derecho a desarrollar el 83% de las reservas probadas y probables de petróleo de México y el 21% del total de recursos prospectivos.[35]

En 2015, el gobierno mexicano realizó las tres fases de subasta como parte de la Ronda Uno, ofreciendo bloques en tierra y costa afuera para exploración y

[34] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX
[35] https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=MEX

producción a inversionistas privados. Los bajos precios del crudo y las reglas de la subasta llevaron a resultados decepcionantes en la primera subasta.

Las fases posteriores de la Ronda Uno tuvieron más éxito luego de que las reglas de la subasta se ajustaron para promover más ofertas. La cuarta fase de subasta de la Ronda Uno se desarrolló en diciembre de 2016 incluyendo lucrativos bloques de aguas profundas. La segunda ronda de subastas comenzó en julio de 2016, ofreciendo 15 bloques de aguas poco profundas en el Golfo de México, seguidos por 12 bloques costa adentro. Las ofertas para la fase uno de la Ronda Dos vencieron marzo de este año.

Según Oil & Gas Journal (OGJ), México tenía 9.700 millones de barriles de reservas probadas de petróleo a fines de 2015. La mayoría de las reservas consisten en variedades de petróleo crudo pesado, con la concentración más grande ocurriendo fuera de la costa del sur del país, particularmente la Cuenca de Campeche. También hay reservas considerables en cuencas en tierra en el norte de México.[36]

7.4.2 Oleoductos – Situación Actual

PEMEX opera una extensa red de oleoductos en México que conecta los principales centros de producción con refinerías nacionales y terminales de exportación. Según PEMEX, esta red consiste en oleoductos entre 8 y 30 pulgadas que abarcan más de 4,600 Km, con la concentración más grande ocurriendo en el sur de México.
El robo de petróleo de las tuberías mexicanas a menudo resulta en daño ambiental o explosiones ocasionales. Según PEMEX, hubo 4.125 grifos de combustible ilegal en 2014, un aumento del 44% con respecto al año anterior.25 Sinaloa y Veracruz han sido citados como los estados más afectados por el robo en los últimos años.26

[36] Oil & Gas Journal, Worldwide Look at Reserves and Production, January 1, 2016

Figura 16. Mapa de Oleoductos de México

Fuente: https://energiaadebate.com/el-exito-de-la-reforma-se-medira-en-kilometros/

La mayoría de sus exportaciones se envían en cisternas desde tres terminales de exportación en la costa del Golfo en la parte sur del país: Cayo Arcas, Dos Bocas, y la terminal Pajaritos en el puerto de Coatzacoalcos. Otra terminal de exportación se encuentra en la costa del Pacífico en Salina Cruz.

7.4.3 Entes Regulatorios en Hidrocarburos

México nacionalizó su sector petrolero en 1938, y se creó PEMEX que hasta el 2013 como se menciona en 3.4.1 se estableció como el único operador de petróleo en el país. PEMEX es la compañía más grande en México y una de las compañías petroleras más grandes del mundo. El sector energético de México está regulado

por la Secretaría de Energía (SENER). La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) sirve como el organismo rector para la exploración y producción de hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que funciona como ente regulador de las industrias de gas, refinados y electricidad.

Con las reformas de 2013 también se ampliaron las autoridades reguladoras de SENER y CNH, para crear una nueva agencia de protección ambiental, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

7.4.4 Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos

La regulación de tarifas de transporte por oleoductos en México está a cargo de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la referencia más actualizada de tarifas se encontró en la RESOLUCIÓN 224 de 2016, que otorga a PEMEX LOGÍSTICA la aprobación de tarifas desde el año 2016 y hasta el 2018.

A continuación se muestran estas tarifas de transporte por Oleoductos aprobadas para tramos específicos:

Tabla 7-5. Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2016 RES/224/2016
Fuente: Comisión reguladora de Energía (CRE)

Sistema Crudos
P/11039/TRA/DUC/2015

Sistema	Origen	Destino	TARIFA TRAYECTO PARA 2016		
			Reserva contractual		Uso común
			Cargo por capaciadad (fijo) ($/Barril)	Cargo por uso (variable) ($/Barril)	Cargo único ($/Barril)
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 24" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.12	0.62	3.74
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 12-18-14" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.95	0.66	4.60
Oleo Nuevo Teapa - Madero 24" Ø	Nuevo Teapa	Papaloapan	12.68	1.18	13.86

Tabla 7-6 Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2017 RES/224/2016
Fuente: Comisión reguladora de Energía (CRE)

Sistema Crudos
P/11039/TRA/DUC/2015

Sistema	Origen	Destino	TARIFA TRAYECTO PARA 2017		
			Reserva contractual		Uso común
			Cargo por capaciadad (fijo) ($/Barril)	Cargo por uso (variable) ($/Barril)	Cargo único ($/Barril)
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 24" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.11	0.62	3.73
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 12-18-14" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.91	0.66	4.57
Oleo Nuevo Teapa - Madero 24" Ø	Nuevo Teapa	Papaloapan	12.65	1.18	13.83

Tabla 7-7 Tarifas de Transporte aprobadas por la CRE a PEMEX LOGÍSTICA AÑO 2018 RES/224/2016
Fuente: Comisión reguladora de Energía (CRE)

Sistema Crudos
P/11039/TRA/DUC/2015

Sistema	Origen	Destino	TARIFA TRAYECTO PARA 2018		
			Reserva contractual		Uso común
			Cargo por capaciadad (fijo) ($/Barril)	Cargo por uso (variable) ($/Barril)	Cargo único ($/Barril)
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 24" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.11	0.62	3.73
Oleo Nuevo Teapa - Minatitlán 12-18-14" Ø	Nuevo teapa	Minatitlán	3.89	0.66	4.55
Oleo Nuevo Teapa - Madero 24" Ø	Nuevo Teapa	Papaloapan	12.62	1.18	13.81

7.4.5 Medidas para enfrentar la crisis de precio del petróleo

El gobierno de México modificó en el año 2016, el régimen fiscal de Petróleos Mexicanos (PEMEX), empresa productiva del Estado, para reducir su carga tributaria mediante mayores deducciones de costos, según el decreto publicado por el ministerio de Hacienda.

Bajo el nuevo esquema fiscal, la Secretaría de Hacienda estima que la compañía petrolera mexicana pagó unos 2.900 millones de dólares menos de impuestos

durante 2016 para reducir sus necesidades de endeudamiento y fortalecer su estructura de capital.

El decreto firmado por el presidente Enrique Peña Nieto expuso que la medida fue tomada ante la caída de los precios de los hidrocarburos a nivel global y la "históricamente baja" producción de petróleo de Pemex.

Mediante el estímulo fiscal, la empresa productiva del Estado podrá deducir cuando menos 8.30 dólares por barril extraído en campos de tierra y 6.10 dólares por barril obtenido en aguas someras.

En caso de que el 12,5 por ciento del valor anual de las ventas de hidrocarburos sea mayor al monto de deducciones por barril, entonces Pemex tendrá la opción de deducir la cantidad que resulte de ese porcentaje, según los datos del decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación.

Según analistas, en 2015 la petrolera sólo pudo deducir el equivalente a 4.3 dólares por barril porque ese año el monto tributario se determinó mediante un porcentaje del valor de sus extracciones que, al caer el precio del petróleo, resultó bajo.[37]

7.5 Metodología Tarifaria en Estados Unidos

7.5.1 Generalidades

Estados Unidos de América es uno de los países más grandes de la Tierra. Su 9.372.610 km² lo sitúan en el tercer lugar, tras Rusia y Canadá. Su territorio se extiende por la mayor parte de América del Norte, con Alaska, y por el Pacífico. Abarca cinco husos horarios desde el -5 hasta el -10 UTM. A pesar de sus dimensiones funciona como un país unitario, ya que tiene una economía perfectamente integrada.

Estados Unidos limita al norte con Canadá, a través del paralelo 49º N, los Grandes Lagos y el río San Lorenzo, y con el océano Glaciar Ártico (Alaska); al este con el océano Atlántico; al sur con México gran parte de la frontera está a lo largo del río Grande; y al oeste con el océano Pacífico.

[37] http://spanish.xinhuanet.com/2016-04/19/c_135292528.htm

El relieve general de Estados Unidos descansa sobre la placa norteamericana. Su costa oeste forma el límite con la placa pacífica, por lo que es una región montañosa en la que son frecuentes los terremotos y los fenómenos volcánicos. La costa este, por el contrario, está muy lejos del contacto entre placas, y es mucho más estable. Así, en general, el relieve de Estados Unidos se organiza, de oeste a este, con una región montañosa, unas grandes llanuras centrales y una meseta al este.[38]

Estados Unidos ahora tiene más petróleo sin explotar que cualquier otro país en el planeta. Esto es según un nuevo informe de Rystad Energy que estima que Estados Unidos cuenta con una increíble cantidad de 264.000 millones de barriles de reservas de petróleo. Esto incluye petróleo en campos existentes, nuevos proyectos, descubrimientos recientes, así como proyecciones de campos aún por descubrir.[39]

Más de la mitad del petróleo sin explotar de Estados Unidos es petróleo de esquisto no convencional, de acuerdo con Rystad. El petróleo de esquisto es crudo previamente inalcanzable que, gracias a la fractura hidráulica y a las nuevas tecnologías, ha cambiado el panorama global de la energía y ha catapultado a Estados Unidos al escalón superior de los productores mundiales de petróleo con una producción que alcanza los 14.8 millones de b/d.

Los hallazgos sugieren que Estados Unidos podría asumir incluso un mayor peso de la producción mundial de petróleo en el futuro, especialmente a medida que se recuperan los precios. La producción estadounidense ha disminuido ligeramente en el último año como consecuencia de que los precios del petróleo han colapsado a niveles que solo son rentables para los mayores campos petroleros de esquisto.

Pero hay mares de aceite a la espera de ser explotados una vez que los precios del petróleo reboten. Solamente Texas, el hogar de los campos de petróleo de esquisto Eagle Ford, Cuenca del Pérmico y Barnett, poseen más de 60.000 millones de barriles de petróleo de esquisto, estima Rystad. Eso es más que el petróleo sin

[38] https://geografia.laguia2000.com/geografia-regional/america/estados-unidos-relieve
[39] http://cnnespanol.cnn.com/2016/07/07/estados-unidos-tiene-mas-reservas-de-crudo-que-arabia-saudita-y-rusia/#0

explotar de toda China. También hay enormes cantidades de petróleo bajo tierra en Dakota del Norte, donde se asienta el campo petrolero de esquisto Bakken.[40]

Gracias al auge del petróleo de esquisto, Estados Unidos ahora cuenta con más reservas petroleras que Rusia, que Rystad calcula que posee 256.000 millones de barriles de petróleo sin explotar. Los siguientes países más ricos en términos de petróleo son: Arabia Saudita (212.000 millones), Canadá (167.000 millones), Irán (143.000 millones) y Brasil (120.000 millones).[41]

7.5.2 Oleoductos – Situación Actual

El sistema de oleoductos en estados unidos es uno de los más desarrollados en el mundo y cuenta con una red que se extiende en más de 22000 Kms de ductos contando con lo que conectan a Canadá y México, con tamaños que van desde las 6 hasta las 40 pulgadas de diámetro.

El sistema se extiende a lo largo y ancho del país (ver figura 6), permitiendo el desarrollo integral de los estados en conjunto con las refinerías y el sistema de poliductos.

7.5.3 Entes Regulatorios en Hidrocarburos

El Departamento de energía de los Estados Unidos es la entidad encargada de regular todo el sector energético en este país, específicamente para el tema de hidrocarburos existe la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC por su sigla en inglés), que se encarga de además de regular la transmisión interestatal de electricidad, gas y petróleo, también es la encargada de revisar los proyectos de terminales en gas licuado (LNG), gasoductos interestatales y proyectos hidroeléctricos.

[40] http://cnnespanol.cnn.com/2016/07/07/estados-unidos-tiene-mas-reservas-de-crudo-que-arabia-saudita-y-rusia/#0
[41] http://cnnespanol.cnn.com/2016/07/07/estados-unidos-tiene-mas-reservas-de-crudo-que-arabia-saudita-y-rusia/#0

Figura 17. Mapa de Oleoductos de Estados Unidos
Fuente: https://geografiainfo.es/tuberias/mapa_tuberias_estados_unidos.html

Los Oleoductos en estados Unidos son de propiedad privada y la FERC actualiza anualmente los índices que se deben ajustar sobre una tarifa básica establecida que se describe en el siguiente capítulo.

7.5.4 Tarifas de Transporte de Crudo por Oleoductos

La Metodología de los Índices en E.U.A., se basó en el cambio anual en el Índice de precios al productor para bienes terminados (PPI-FG), menos un punto porcentual, para los años 1995 a 2000. A partir del 1 de julio de 2001, la metodología se modifica teniendo en cuenta una variación anual del índice de Oleoductos, publicado por la FERC y después de que el PPI-FG esté disponible.

Las reglamentaciones establecen que la FERC publicará anualmente, un índice cifra que refleja el cambio final en el PPI-FG, después de que la Oficina de Estadísticas Laborales publica el PPI-FG a final de mayo de cada año calendario.

En la revisión quinquenal obligatoria se estableció que la metodología se base ahora en el Índice de Precios al Productor para Productos Terminados (PPI-FG), más un ajuste del 1,23 por ciento, el cual se encontró como el Indice de precios de petróleo adecuado, para el período del 1 de julio de 2016 hasta julio de 2021.

Según el documento RM93-11-000 de mayo 12 de 2017, la FERC estableció para el periodo actual el siguiente índice:

Las cifras del índice promedio anual del PPI-FG fueron de 193,9 para 2015 y 191,9 para 2016. Por lo tanto, el cambio porcentual (expresado como un decimal) en el PPI-FG promedio anual de 2015 a 2016, más 1.23 por ciento, es igual a:

[191.9-193.9] / 193.9 = - 0.010315 + 0.0123 = +0.001985

Por lo tanto los oleoductos deben multiplicar sus niveles máximos por 1.001985 para calcular su índice superior a partir del 1 de julio de 2016 y hasta el 30 de junio de 2017, a partir del 01 de julio de 2017 el transportista debe calcular el nivel máximo para cada año índice multiplicando el nivel máximo del año por el índice más reciente publicado por la Comisión. El índice será publicado por la Comisión antes del 1 de junio de cada año.

7.5.5 Medidas para enfrentar la crisis de precio del petróleo

Un ejemplo de lo que se hizo en Estados Unidos para enfrentar la caída de precios del petróleo, se presenta con su principal empresa en este sector, ExxonMobil Corporation confirmó una reducción del 25% de sus inversiones en 2016, a 23.000 millones de dólares.

Esta cantidad afectó particularmente a los recursos dedicados a la exploración petrolífera y gasífera, que incluye el desarrollo de actividades de perforación, de plataformas, terminales y yacimientos.

Esta decisión no fue realmente una sorpresa, a pesar de que la actividad de exploración petrolera es la principal fuente de beneficios del grupo. Exxon Mobil ya había reducido en 20% sus inversiones en 2015.

Además de esta disminución en la inversión Exxonmobil, se enfocó en la maximización de las ganancias en toda la cadena productiva, procurando al máximo no ceder activos ni suprimir empleos para enfrentar la baja de los precios del crudo, contrariamente a lo que hicieron sus principales competidores (Chevron, Shell, Total, BP).[42]

[42] https://www.preciopetroleo.net/exxon-mobil.html

8 REVISIÓN Y ANÁLISIS DE REGLAMENTACIÓN Y METODOLOGÍAS ACTUALES PARA LA REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA

8.1 Descripción de las teorías de metodologías Tarifarias

Dentro de las metodologías que se encuentran disponibles en los diferentes mercados, hay algunas que se ajustan más a los mercados de transporte de crudo por oleoductos, que dependiendo del momento de desarrollo en que se encuentre el mercado y las perspectivas que se tengan de producción, se deberá adoptar la metodología que remunere la actividad de manera más eficiente y equitativa a los transportadores, siendo un vehículo eficiente para la evacuación del producto.

De acuerdo con lo mencionado, existen varias metodologías que se usan en mercados de energía alrededor del mundo que pueden ser usadas en mercados de transporte de crudo, como la de “Revenue Cap” en la que el regulador ofrece mantener una rentabilidad al transportador una rentabilidad sobre la inversión realizada, minimizando el riesgo comercial o de volumen, con el fin de incentivar la construcción de nuevos ductos.

En otros mercados se busca la protección de los remitentes de la posición dominante que tiene el transportador al ser monopolios naturales, en ella se establece un precio máximo o “Price cap”, en el que se ofrece una rentabilidad máxima posible, basándose en la remuneración de los activos mediante una tasa de reconocimiento, a un volumen estimado por el transportador, pero que depende en gran medida de su capacidad comercial de encontrar nuevos remitentes que usen su infraestructura, para que el pronóstico inicial de volumen se cumpla y así, maximizar su rentabilidad, por ser una metodología de precio máximo, permite que los remitentes y el transportador negocien la tarifa que pagaran, sabiendo que dicha negociación tiene un techo establecido por el regulador, con lo que se permite que haya flexibilidad para ambas partes y que se encuentre una tarifa que permita al transportador remunerar de forma eficiente sus activos y al remitente obtener una tarifa que le permita evacuar su producto hacia los mercados externos o los puntos de refinación, esta metodología se emplea generalmente en mercados desarrollados, que no tienen expectativas de crecimiento diferentes al orgánico.

Hay otros mercados, los más desarrollados, en los que existe una libertad de negociación de las tarifas, en la que el regulador actúa como facilitador y entrega al

mercado una guía de negociación y vigila que ninguno de los dos ejerza presiones indebidas en el mercado ni en la contraparte.

Dentro de las metodologías anteriormente mencionadas, existen variaciones en cuanto al reconocimiento de la inversión, las tasas de remuneración, el uso de la distancia como una señal para el establecimiento de las tarifas o el reconocimiento de los costos de operación, administración y mantenimiento que generalmente son adaptadas a las condiciones particulares de cada mercado.

8.2 Descripción de la metodología Colombiana para tarifación de Oleoductos

8.2.1 Supuestos legales en los que se basa la metodología Colombiana

La metodología vigente para la fijación y revisión de las tarifas de transporte de crudos por oleoducto expedida por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía (resolución72146 de 2014 y sus modificaciones) y la que se llegaré a expedir para tal fin, encuentra su fundamento en el Código de Petróleos, modificado por la Ley 10 de 1961, según el cual:

A.- Para la fijación de la tarifa, como lo establece el artículo 56, el Ministerio deberá tener en cuenta:

1. La amortización del capital invertido en la construcción.
2. Los gastos de sostenimiento, administración y explotación.
3. Una ganancia equitativa para el empresario, que se fijará de acuerdo entre éste y el Gobierno, sobre la base de las utilidades que, en otros países, y especialmente en los Estados Unidos tengan las empresas semejantes de oleoductos, y teniendo en cuenta también el desarrollo económico de los campos petrolíferos servidos por el oleoducto de que se trata.

B.- Para la revisión de las tarifas, el artículo 57 determina que se realizará cada cuatro (4) años, y el Ministerio deberá considerar los siguientes elementos para definir la tarifa que regirá en el siguiente periodo:

a) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados;

b) Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos, y

c) Una utilidad liquida equitativa para el empresario del oleoducto.

Para determinar la utilidad líquida equitativa de cada empresario se tomará en cuenta el justo valor del oleoducto en la época de la revisión de las tarifas, así como el período de desarrollo en que se encuentra la empresa, la duración del contrato y el mundo interés del transportador y los cargadores

8.2.2 Descripción de la metodología

El transporte de crudo en Colombia en este momento tiene una metodología que se asimila a la de “Revenue Cap” sin que sea necesariamente ese el modelo empleado, es decir existe un reconocimiento de una rentabilidad, sin que el regulador garantice al trasportador dicha rentabilidad, se tiene un mecanismo de ajuste en cada periodo tarifario, que mediante una formula establece cuanto del ingreso esperado por el trasportador no pudo ser remunerado en el periodo anterior o cuanto de este ingreso fue recibido en exceso por él, una vez establecido el monto y si hubo exceso o defecto, se corrigen las tarifas, pero no es un mecanismo que mitigue, totalmente el riesgo de volumen en el que se incurre, hay una porción no cubierta por el mecanismo, 10% de las diferencias, y otra parte no puede ser ajustada, por la finalización del periodo de remuneración inicial, dejando una parte del riesgo de volumen, los últimos cuatro años, sin posibilidad de ser ajustada.

Actualmente Colombia tiene, también, una señal de distancia, dividiendo los sistemas de transporte en tramos de oleoducto que tienen su propia tarifa y para ello el trasportador ha tenido que separar los costos, gastos y el volumen que les asigna a cada uno de ellos.

Dentro de la metodología actual se contemplan las actualizaciones de las tarifas y del valor de la inversión en cada revisión tarifaria, manteniendo así su valor en el tiempo.

En el presente estudio se ha analizado la metodología actual, y algunas variaciones que pueden hacérsele, así como también se han hecho propuestas metodológicas adicionales, en las que, mediante un modelo se han realizado análisis de las posibles consecuencias de su aplicación.

9 COHERENCIA SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN Y LA OPERACIÓN ACTUAL DEL TRANSPORTE DE CRUDO A TRAVÉS DE OLEODUCTOS EN COLOMBIA

9.1 Perspectivas de los agentes

(Información con acuerdos de confidencialidad)

9.2 Coherencia con respecto a las necesidades operativas en relación con Calidades de crudos, condiciones operativas y claridad a agentes

Del análisis efectuado a la reglamentación actual del transporte por oleoductos, se resaltan los siguientes aspectos que consideramos de mayor incidencia para determinar la coherencia de la regulación con las condiciones operativas y con claridad en los agentes:

- **Capacidades de diseño, efectiva y sobrante.**
  Consideramos que las definiciones que establece la regulación para estas capacidades son coherentes con las buenas prácticas de manejo de oleoductos. No obstante, hay que tener en cuenta que ante una variación en la calidad del crudo estas capacidades pueden afectarse, puesto que se trataría del transporte de un fluido con condiciones físico – químicas diferentes a las inicialmente contempladas, que requerirían ser analizadas desde el punto de vista hidráulico y operacional de cada sistema de transporte, para definir los nuevos valores de capacidades o las acciones desde el punto de vista de inversiones o procedimentales de la operación, con las cuales se pueda manejar el nuevo crudo con la nueva la capacidad del ducto.

  Por lo general el cambio de calidad del crudo en su especificación de viscosidad, de menor a mayor, disminuye la capacidad de transporte en un oleoducto. En Colombia se tienen casos en los cuales se han realizado estudios hidráulicos de Oleoductos que normalmente manejan crudos livianos, con viscosidades entre 18 y 20 cSt, para determinar su comportamiento con crudos pesados del orden de 300 cSt, encontrando que se puede llegar a tener pérdida de capacidad de más del 80%, como es el caso de los Oleoductos Caño Limón – Coveñas y Transandino.

También se presenta el caso de algunos oleoductos que, por sus características de diseño, su comportamiento hidráulico se enmarca en la zona de transición, es decir con número de Reynolds entre 2.000 y 4.000, en los cuales se puede aumentar la capacidad con un crudo de mayor viscosidad o también, por ese mismo régimen hidráulico, se presentan oleoductos que pueden perder capacidad con crudos de menor viscosidad.

- **Derecho de preferencia**
  Establece la regulación que tiene el gobierno nacional una capacidad de hasta el 20% de la capacidad de diseño del Oleoducto. En este aspecto hay que tener en cuenta que, ante variaciones de la calidad del crudo, el volumen correspondiente a este porcentaje puede afectarse, debido al cambio que tendría la capacidad de trasportadora del Oleoducto.

- **Mejoradores de flujo**
  Los mejoradores de flujo son una buena alternativa para aumento de capacidad de los oleoductos, no obstante, es importante que los agentes sean conscientes que estos mejoradores de flujo, generalmente reductores de fricción, tienen un alto costo, entre USD $ 30/gal y USD$ 50/gal y por lo tanto su utilización tendrá impacto en la tarifa de transporte (Opex). Es conveniente verificar por cuánto tiempo se requiere la utilización del mejorador de flujo, para determinar desde el punto de vista económico su viabilidad frente a realizar inversiones en modificaciones mecánicas en el oleoducto.

  También es conveniente realizar verificaciones de régimen hidráulico del sistema de transporte antes de definir la utilización de reductores de fricción (DRA por sus siglas en inglés), puesto que este tipo de mejoradores de flujo tiene un muy buen desempeño con crudos livianos de viscosidades menores a 100 cSt, mientras que en algunos ductos no funciona con crudos extrapesados, de viscosidades iguales o superiores a 600 cSt.

- **Definición de Oleoducto**
  La definición del Oleoducto prevista en la regulación incluye como parte de este sistema de transporte, los tanques que se usan para su operación. En este sentido es importante que el regulador verifique porque existen tarifas

de almacenamiento para algunos terminales y si esta operación de almacenamiento se está remunerando a través de la tarifa de transporte del Oleoducto o como una operación independiente son su tarifa correspondiente.

- **Obligaciones del remitente**
  Consideramos que la regulación es clara en las obligaciones de los remitentes en cuanto a los requisitos establecidos para entrega de información, nominaciones, especificaciones, cumplimiento de normatividad legal y ambiental, reporte de eventos que puedan afectar la entrega y recibo de crudo fiscalizado, etc.

- **Obligaciones del transportador**
  Consideramos que la regulación es clara en las obligaciones de los transportadores en los temas contractuales, de información a través del BTO, permitir el libre acceso a cualquier remitente o tercero cuando exista capacidad sobrante, abstenerse de aplicar prácticas comerciales restrictivas, realizar la operación según especificaciones y buenas prácticas de la industria, etc.

  Con ocasión de los análisis efectuados en la presente consultoría, se encontraron en algunos casos que el manual del transportador no contiene información actualizada o completa, especialmente en lo relacionado con descripción de la infraestructura y las calidades de los crudos que exigen a los remitentes, por lo que es importante que el ente regular implemente acciones de seguimiento a esta obligación.

  Una de las obligaciones específicas del transportador es la de efectuar el transporte según las especificaciones propias y buenas prácticas de la industria. En este sentido, se debe tener en cuenta que un operador eficiente de Oleoductos, aplica buenas prácticas de la industria, las cuales aseguran los volúmenes de crudos transportados y la calidad de los mismos, protegiendo la infraestructura, el medio ambiente y el entorno. Es importante, que con el objeto de no incrementar costos que se reflejen en las tarifas y asegurar el acceso a lo oleoductos, el regulador verifique que los transportadores no tengan prácticas o normas más restrictivas que las

utilizadas como buenas prácticas de la industria, para de esta manera atender las inquietudes que han sido planteadas por los productores en las reuniones realizadas durante la consultoría.

La regulación obliga al trasportador a utilizar la capacidad sobrante en los oleoductos, mientras tal sobrante exista. De acuerdo con esto, los transportadores no pueden rechazar los volúmenes de crudo que terceros que requieran de la capacidad sobrante y cualquier argumento técnico o comercial no sería válido, si existe la capacidad sobrante, previamente definida según los procedimientos que establece la regulación. En este sentido, es conveniente que el ente regulador, en las auditorías previstas en la regulación, verifique si esta obligación se está cumpliendo cabalmente, con lo cual también se podría dar respuesta a las inquietudes que han formulado los productores mediante las cuales indican que en ocasiones no se reciben crudos de terceros en los oleoductos, debido a que el esquema tarifario ya les tiene asegurados los ingresos a los transportadores.

Por otra parte, la regulación obliga al transportador a atender de preferencia el transporte de crudo hacia las refinerías. En nuestra opinión esta obligación debe ser compartida con los remitentes, quienes deben nominar con preferencia los volúmenes requeridos para refinación y abastecimiento de combustibles en el país.

- **Causales de rechazo de la conexión a un oleoducto**
  Establece la regulación que el transportador puede negar la autorización de la conexión por razones de seguridad, capacidad, porque afectan la integridad del sistema de transporte o la operación de los remitentes. Esta posibilidad es totalmente coherente con la normatividad que debe cumplir un operador prudente de Oleoductos. Es Importante que los argumentos que dé el transportador no sean por exigencias o normatividad técnica diferente a lo que estipule el manual del transportador.

  De acuerdo con la regulación, la construcción, administración, operación y mantenimiento de las conexiones, incluidos equipos y procedimientos de medición, serán responsabilidad del transportador, pero los costos que estas impliquen serán con cargo a quien las solicite. Consideramos que esta es una buena práctica, puesto que asegura que el transportador pueda controlar

integralmente la operación del Oleoducto, sin poner en riesgo la infraestructura, el medio ambiente y el entorno.

- **Modificación de la capacidad de diseño**
  Establece la regulación que las modificaciones en las capacidades de diseño del oleoducto podrán ser realizadas por el transportador, remitente o tercero interesado.
  Este artículo permite que cualquiera de los agentes realice las modificaciones de capacidad de diseño, cumpliendo con las especificaciones del transportador y normatividad técnica, lo cual es coherente con el espíritu de la reglamentación y con la operación.

- **Proceso de nominación y asignación**
  El procedimiento establecido en la regulación para la nominación y asignación de la capacidad efectiva, estipula, entre otros aspectos, que cuando "repetidamente las nominaciones de la capacidad sobrante superen los volúmenes que realmente se transportan y afecten de manera significativa la capacidad sobrante, en detrimento del acceso de terceros, estos podrán solicitar a la dirección de hidrocarburos la adopción para prevenir la ocurrencia de esta situación".
  En nuestro concepto, la regulación debe ser más específica, por ejemplo, fijar 2 o 3 meses de ocurrencia de esta situación, para que la Dirección de Hidrocarburos adopte las medidas.

- **Aceptación del crudo para transporte**
  Se establece en la regulación que "El transportador publicará en el BTO las condiciones de calidad del crudo que considera aceptables. No obstante, las partes podrán acordar las circunstancias en las cuales se transporte el crudo fuera de especificaciones, incluyendo las condiciones monetarias del momento en que apliquen y/o, las penalizaciones y compensaciones a que hubiere lugar"

  De acuerdo con lo anterior, la regulación permite que se transporte crudo por fuera de las especificaciones estipuladas en el manual del transportador. No obstante, se deben tener en consideración los impactos que se pueden generar, como pérdida de capacidad, afectación del factor de bacheo, problemas de integridad, seguridad en la operación, a partir de lo cual se

deben tomar medidas preventivas para la operación, con el crudo de calidad por fuera de especificaciones.

Con base en información de la ACP y como un ejemplo a tener en cuenta en buenas prácticas ante las modificaciones de calidad del crudo transportado, se hace referencia al desarrollo del proyecto de transporte de crudos pesados, mediante el cual se intervino la infraestructura de los oleoductos OCENSA, ODC, Apiay – Porvenir y el Puerto de Coveñas, para reducir costos de operación y optimizar la evacuación de este tipo de hidrocarburos que representa cerca de 50% de la producción del país y la mitad de las reservas petroleras descubiertas.

Este Proyecto que entró en operación en segunda etapa en abril de 2017, permite transportar crudos extra pesados con viscosidad de 600 cSt, (anteriormente se permitían crudos de máximo 300 cSt), desde los Llanos Orientales hasta Coveñas. Esto disminuye la capacidad total de estos oleoductos, aunque la misma sigue siendo suficiente para evacuar la producción actual. Se busca reemplazar volúmenes de crudo transportados por carrotanques y el diluyente requerido para movilizar crudo por oleoducto con viscosidad inferior a 600 cSt.

Adicionalmente, con la habilitación de estos oleoductos para transporte de crudos extra pesados, se estima un ahorro cercano a 10 mil barriles diarios de diluyente utilizado en campo para mejorar la calidad del crudo para ingresarlo al oleoducto.

- **Balance de cantidad y calidad**

  En el aparte de compensaciones por calidad la regulación indica, entre otros aspectos, que los remitentes participantes en la mezcla podrán acordar entre ellos que no se aplique el mecanismo de compensación por calidad.

  De lo anterior se deduce que no es el transportador el que establece si se aplica o no la CVC. Con base en las inquietudes manifestadas por los productores, en la reunión efectuada con ocasión del presente estudio, con relación a que en OCENSA no se aplica la CVC, consideramos que sobre este aspecto el regulador debe dar más claridad, para que todos los agentes entiendan que este mecanismo de compensación no se aplica si los

remitentes de la mezcla así lo han acordado, no es el transportador el que decide su aplicación o no.

9.3 Coherencia de la implementación de la regulación con base a las ventajas y desventajas y la experiencia internacional

El uso de la metodología “Revenue cap”, con las variaciones mencionadas, generalmente se aplica en mercados en los que se requiere la entrada de nuevos inversionistas que construyan o amplíen la infraestructura de transporte para asegurar que la producción de crudo pueda ser evacuada de manera adecuada y que tenga un precio que estimule a los productores a hacer uso de ella.

Ese era el caso de Colombia en el momento en que se expidieron las normas en las que se establecían los parámetros para la obtención de tarifas, había unas señales que estimularon el crecimiento de la producción, un precio alto del crudo, que conllevo a mayor exploración, campos de con costos altos de producción lograron ser lo suficientemente competitivos para poder evacuar sus crudos.

Dado lo anterior, se construyeron nuevos ductos o se ampliaron los existentes y las señales del regulador fueron acogidas por los transportadores, ampliando la capacidad de transporte a la par con la de producción o con los estimados de producción, pero vino la crisis de precios, pasando de USD100 o más por barril a menos de USD$40 y en la actualidad cercano a los USD$60, que se vio reflejado en una menor producción y un menor uso delos oleoductos, actualmente el promedio de uso de la capacidad de los ductos es cercano al 50% dejando un panorama de tarifas altas, gracias a los ajustes por los volúmenes no transportados e inversiones realizadas para volúmenes mayores que no se están usando de manera eficiente por la menor producción, lo más preocupante de esta situación es que según la UPME, este panorama no va a mejorar ni en el corto ni en el mediano ni en el largo plazo, ya que ellos ven que la producción, en el mejor de los casos se va a mantener o va a descender a niveles que podrían dejar ductos sin uso.

Por las razones anteriores, el Ministerio Busca dar alternativas al mercado para estimular la entrada de nueva producción y que el sistema de transporte sea viable en el largo plazo, manteniendo niveles de rentabilidad razonables para los

trasportadores sin que hagan que el servicio sea una barrera para la entrada de nuevos campos de producción.

10 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS ASOCIADOS A LOS ACTIVOS DEL SECTOR DEL TRANSPORTE DE CRUDO

A continuación, se realiza un análisis de los componentes de la tarifa y se realizan, en el caso de que se encuentren necesarias, recomendaciones al Ministerio, para su posible modificación.

10.1 Análisis de la valoración del activo:

En la actualidad la valoración del activo para la obtención del I_0 de la formula, está en cabeza del transportador sin que para ello haya, por parte del Ministerio una auditoría o procedimiento que permita establecer si la valoración de las inversiones es adecuada o si se tiene que hacer una revisión de la misma para su aplicación el cálculo de las tarifas, únicamente se establece como metodología de valoración el método de Costo de reposición depreciado, DRC, según la definición del Consejo de normas internacionales de valoración IVSC, por lo que el consultor propone que:

- Haya una valoración por una entidad reconocida por el ministerio como idónea, para este tipo de valoración, que sea pagada por el transportador, pero que provenga de una fuente independiente.

- Que se usen dos métodos diferentes de valoración y se contrasten, con el fin de escoger el que más beneficie al mercado, es decir, que se emplee el DRC y el de valoración del activo a nuevo, castigando este por un porcentaje, dado que este procedimiento solo se hace con los ductos que han cumplido su periodo de remuneración y lo que se busca es reconocer el justo valor de los mismos, sin que con ello se beneficie en exceso o se deje de remunerar parte de los activos usados para el transporte de crudo, el porcentaje puede estar en XX%, que reconoce el valor del ducto, después de 8 o más años de uso.

10.2 Análisis del WACC

Para el cálculo de la tasa de descuento que será usada para la remuneración de los activos, mediante el cálculo de las tarifas, se realizó una actualización de la

metodología que se encuentra en las Resoluciones vigentes del Ministerio y se comparó con otras que otros reguladores tienen para diferentes mercados.

Se encontró al comparar, que ambas metodologías desarrollan el cálculo de una manera muy similar, de acuerdo a lo que académicamente se ha definido, pero la metodología usada por la CREG, para otros mercados, presenta ventajas en la selección de las series de tiempo, los indicadores usados y los plazos de los mismos, que permiten una mejor aproximación a los valores que deben reconocerse a los transportadores como remuneración de sus inversiones y costos, pero por ser una metodología dirigida a remunerar una actividad diferente al transporte de crudo por ductos, el consultor, realizó algunas modificaciones que permiten adaptar la metodología al sector,

A continuación, se presenta un resumen de la formulación, cálculos y resultados de la aplicación de la metodología, con la mejor información disponible a la fecha

FORMULACIÓN para el cálculo de la tasa de remuneración de activos de transporte de crudos por oleoductos, a través de la metodología WACC (costo promedio ponderado de capital).

1. **Tasa de Descuento**

$$\boldsymbol{TD_{cop} = \frac{WACC_{COP} - Inf_{cop}}{1 + Inf_{cop}}}$$

En donde:
$\boldsymbol{Inf_{cop}}$ [43]**:** Promedio del cálculo de inflación anual para los últimos 12 meses

2. **Fórmula de Cálculo del WACC en pesos**

$$\boldsymbol{WACC_{COP} = (W_d * Kd_{COP}) + \left(\frac{W_e * Ke_{COP}}{(1 - Tax)}\right)}$$

En donde:
$\boldsymbol{W_d}$ [44]**:** Proporción de la deuda sobre el total de Patrimonio + Deuda. Se toma el 40% que es el endeudamiento promedio de empresas en países desarrollados, y particularmente el nivel de endeudamiento de corto y largo plazo propio de la

[43] *Fuente: Banco de La República de Colombia*
[44] *Fuente: Econometría, 2009*

industria de transporte por poliductos, aislando efectos de realización de otras actividades

$\boldsymbol{W_e}$ **:** Proporción del patrimonio sobre el total de las fuentes de financiamiento. Equivale al 60%

$\boldsymbol{Ke_{COP}}$**:** Costo del capital propio en Pesos

$\boldsymbol{Kd_{COP}}$ [45]**:** Costo de la deuda en pesos. Se calcula como el promedio de la tasa de colocación de créditos comerciales (preferencial o corporativo), del total de establecimientos.

$\boldsymbol{Tax}$**:** De acuerdo a la normatividad vigente, en 2018 será del 37%, para2019 en adelante será del 33%

3. **Fórmula de Cálculo del Capital propio en pesos**

$$\boldsymbol{Ke_{COP}} = \left(\frac{(1+Ke_{USD})*(1+SWAP_{cop})}{(1+SWAP_{usd})}\right)-1$$

En donde:

$\boldsymbol{Ke_{USD}}$ **:** Costo del capital propio en Dólares.

$\boldsymbol{SWAP_{cop}}$ [46]**:** Promedio de la curva swap libor peso

$\boldsymbol{SWAP_{usd}}$ [47]**:** Promedio de la curva swap libor

4. **Fórmula de Cálculo del Capital propio en Dólares**

$\boldsymbol{Ke_{USD}}$**:** $\boldsymbol{R_{f+(\beta_l*R_m)+R_p+R_r}}$

En donde:

$\boldsymbol{R_f}$ [48]**:** Promedio dela tasa libre de riesgo, representada por el Mid-Yield del Bono a 10 años, de Estados Unidos

$\boldsymbol{\beta_l}$**:** Beta Apalancado

$\boldsymbol{R_m}$[49]**:** Promedio aritmético de la prima de mercado anual estimada a partir del S&P 500 y de los bonos de Estados Unidos con plazo de emisión 10 años, desde 1928

$\boldsymbol{R_p}$**:** Promedio de la prima por riesgo país. Calculada como la diferencia entre el promedio del CDS de 10 años de Colombia[50] y el promedio del CDS de 10 años de Estados Unidos[51]

---

[45] *Fuente: Banco de La República de Colombia*

46 Bloomberg Ticker: CLSWU10 Curncy

47 Bloomberg Ticker: USSWAP10 Curncy

48 Bloomberg Ticker: USGG 10Y Index

49 Damodaran

50 Bloomberg Ticker: COLOM CDS USD SR 10Y CBIN Corp

51 Bloomberg Ticker: US CDS EUR SR 10Y Corp

$\boldsymbol{R_r}$**:** Prima por diferencia entre el esquema de remuneración del mercado de referencia (Estados Unidos) y el esquema aplicado en Colombia

5. Fórmula de Cálculo del Beta desapalancado

Se calcula un Beta apalancado, ponderando los betas individuales de cada una de las empresas de la canasta seleccionada[52] con el Market Cap de cada una de la empresas, a continuación se desapalancan quitando el endeudamiento y capital propio de cada empresa y se elimina el efecto de los impuestos.

6. Fórmula de Cálculo del Beta apalancado

$$\beta_l = \beta_u * \left(1 + \frac{W_d}{W_e}(1\text{-Tax})\right)$$

En donde:

$\boldsymbol{\beta_u}$**:** Beta desapalancado

$\boldsymbol{W_d}$**:** Proporción de la deuda sobre el total de Patrimonio + Deuda. Se toma el 40% que es el endeudamiento promedio de empresas en Estados Unidos, y particularmente el nivel de endeudamiento de corto y largo plazo propio de la industria de transporte por poliductos.

$\boldsymbol{W_e}$ **:** Proporción del patrimonio sobre el total de las fuentes de financiamiento. Equivale al 60%

10.3 Análisis de la amortización del activo

En la metodología actual, no se establece un único termino para la remuneración del activo, se deja a elección del transportador a cuánto tiempo considera conveniente que sean remuneradas sus inversiones, únicamente limitando a dos periodos tarifarios el mínimo tiempo en que lo harán, considerando que la decisión obedece, entre otros factores al riesgo de uso, y a las condiciones comerciales de cada uno de los ductos, consideramos que la decisión del transportador va ser la mejor para el caso específico de sus inversiones, por lo que recomendamos que en caso de cambiar la metodología, no se efectúen cambios en este parámetro, es decir que los parámetros empleados para el caculo inicial de la tarifa se mantengan hasta el final del plazo escogido, incluido el factor de ajuste, ya que con ello se mantendrían las señales de estabilidad regulatoria, que son tan importantes para los inversionistas.

[52] *Bloomberg: Industria Crude Oil Pipelines para EE.UU.*

En el desarrollo de esta consultoría se encontró que hay agentes que tienen dos plazos diferentes para la remuneración, es decir que en el primer periodo tarifario escogieron una duración de 8 años y en el segundo lo modificaron a 15, con lo que hacen que el periodo de remuneración real, sea difícil de estimar y se sugiere al ministerio que establezca un procedimiento para la normalización del mismo.

10.4 Gastos de Administración Operación y Mantenimiento

Los gastos de AOM conforman una parte importante de lo que se cobra en el servicio de transporte, por lo que un uso racional de los mismos puede mejorar las condiciones de tarifa para los remitentes y de paso, dar mayor rentabilidad y eficiencia a los trasportadores, establecer procesos de mejora continua y optimización puede hacer que el servicio sea más costo efectivo para todos, de esta manera el Ministerio en su roll de regulador puede establecer criterios de eficiencia para los gastos, delimitando los rubros que pueden ser incluidos como gasto y los que no, para ello tiene varias opciones, la primera y probablemente la más efectiva, es realizar un estudio de benkmark que le permita establecer con claridad que se puede considerar como criterio de eficiencia y que puede ser susceptible de mejora, dado que este camino toma tiempo, requiere de recursos, planeación y participación de los agentes, creemos que debe ser un segundo paso, inicialmente se puede establecer un plan de cuentas que se ajuste a lo que el Ministerio considere que puede ser eficiente, algo como lo que usa la CREG para los negocios que regula, camino que han recorrido en varios periodos tarifarios y que puede ser compartido, ya que transporte de gas por gasoducto tiene muchos elementos comunes que pueden aprovecharse y adaptar lo que no sea similar, a las particularidades del transporte de crudo.

5.5. Reconocimiento de costos en pesos y dólares

Hay costos en los que incurren los transportadores que son sufragados por ellos en monedas diferentes y tienen implícito un riesgo de tasa de cambio diferente, es decir, costos como el diluyente, que es un elemento que se adquiere en el mercado internacional y que se paga en dólares, debería ser remunerado en dicha moneda, pero costos como el personal o la energía, son pagados en pesos por lo que pensamos que podría haber una diferenciación en los mismos, teniendo WACC diferentes para el cálculo de las tarifas y convirtiéndolos a una TRM del momento

de facturar, para facilidad de cobro, es decir, reconocer los costos en la moneda en que son pagados y asignarles un WACC que remunere de manera adecuada sus costos y riesgos, sin que por la diferencia en cambio se generen utilidades/perdidas que no son parte del reconocimiento regulado.

11 ELABORACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS

Actualmente los participantes del mercado tienen la posibilidad de pactar de mutuo acuerdo las tarifas que van a regir la relación, transportador-remitente para el periodo tarifario, dejando en libertad de negociar tarifas que beneficien a las dos partes.

De esta manera se le da al mercado una flexibilidad casi completa de fijar sus tarifas y de acomodarse a las condiciones de mercado que se estén presentando en el momento de la revisión

En caso que las negociaciones no lleguen a feliz término el regulador entrara a determinar las tarifas que serán usadas en el periodo tarifario, limitando a las condiciones monetarias las posibilidades de negociación entre los agentes.

En cuanto a la metodología que va a utilizar el regulador, se sugieren las siguientes posibilidades para que sean consideradas por el Ministerio en el análisis para la expedición de la nueva metodología a aplicarse en el siguiente periodo tarifario.

11.1 Revenue cap

Revenue cap es una metodología que intenta cubrir o compensar los principales riesgos para el transportador, con el fin de proveer los estímulos y la seguridad suficientes para que el inversionista tome la decisión de invertir capital en proyectos de transporte.

Como lo hemos mencionado anteriormente, esta es la metodología aplicada en el mercado de transporte de crudo, lo que el consultor pretende es introducir modificaciones que mejoren su aplicación dando beneficios a los participantes, que sean suficientes para prestar un servicio eficiente en términos de tarifa y que siga siendo atractivo para que el transportador tenga estímulos para mantenerse en el negocio.

Las modificaciones propuestas son:

- Modificar el tiempo de aplicación del factor de ajuste, dejando su cálculo en periodos de 2 años, con el fin de, en caso de cambios fuertes en los volúmenes, sean corregidos pronto minimizando su efecto y preservando

de menor manera la rentabilidad del transportador, durante el periodo de remuneración elegido.

- Valoración de la infraestructura de manera que sea el menor valor entre el % del valor a nuevo definido por el MME y la valoración por el método DRC, con la aplicación de este cambio, se puede esperar que una vez terminado el tiempo de remuneración las tarifas tengan tendencias a la baja.
- Quitar el factor de ajuste, al término del plazo de remuneración, asignándole la totalidad del riesgo de volumen al transportador, dándole un estímulo a que realice una mayor labor comercial y ofrezca mejores términos de negociación a los remitentes para obtener mayores volúmenes y preservar su rentabilidad.
- Modificar la metodología de calculo del WACC, permitiendo que se ajuste a los cambios en los parámetros que lo conforman y reflejando los costos reales del capital de las empresas del sector.

11.2 Price cap

Metodología que consiste en fijar un precio máximo para un servicio regulado, protegiendo los intereses de los remitentes y dejando la posibilidad de negociación a la baja de las tarifas, dado que se establece un techo para ello.

Para emplear está metodología, se sugiere al regulador realizar los siguientes cambios:

- Valoración de la infraestructura de manera que sea el menor valor entre el % del valor a nuevo definido por Ministerio y la valoración por el método DRC, desde la entrada en vigencia de la nueva metodología, con la aplicación de este cambio, se puede esperar que una vez terminado el tiempo de remuneración las tarifas tiendan a la baja.
- Quitar el factor de ajuste, a partir de la entrada en vigencia dela nueva metodología, asignándole la totalidad del riesgo de volumen al transportador, dándole un estímulo a que realice una mayor labor comercial y ofrezca mejores términos de negociación a los remitentes para obtener mayores volúmenes y preservar su rentabilidad

- Modificar la metodología de cálculo del WACC, permitiendo que se ajuste a los cambios en los parámetros que lo conforman y reflejando los costos reales del capital de las empresas del sector.

11.3 Troncales y Aferentes o ramales

La metodología de troncales y aferentes o ramales consiste en diferenciar el trato regulatorio de acuerdo con la vocación que tiene cada una de las infraestructuras y de acuerdo con ella, remunerar de manera diferencial a una o la otra

Para aplicar esta metodología, se proponen los siguientes cambios

- Definir cuales activos son considerados ramales y cuales troncales, siendo ramales los que conectan a un pozo con un oleoducto de mayor capacidad y longitud y troncales, los que reciben volúmenes de oleoductos ramales y terminan su recorrido en puntos de salida a refinación o a exportación/importación.
- Alargar el periodo de recuperación de las inversiones a, mínimo, 4 periodos tarifarios, modificando también el horizonte de cálculo de la tarifa, pasando aumentando en dos los periodos de proyección de AOM y volumen, obteniendo tendencia a disminuir de la tarifa.
- Limitar a 2 periodos la remuneración de los ramales, para permitir que se remuneren la inversión pensando en que el tiempo de servicio de ellos puede ser mucho más corto que el de los troncales.
- Quitar el factor de ajuste, al término del plazo de remuneración, asignándole la totalidad del riesgo de volumen al transportador, dándole un estímulo a que realice una mayor labor comercial y ofrezca mejores términos de negociación a los remitentes para obtener mayores volúmenes y preservar su rentabilidad
- Modificar la metodología de cálculo del WACC, permitiendo que se ajuste a los cambios en los parámetros que lo conforman y reflejando los costos reales del capital de las empresas del sector.

11.4 Estampilla:

Metodología que consiste en quitar la señal de distancia para los sistemas que están conformados por varios tramos de oleoducto, permitiendo que los tramos que: por su longitud, diámetro o costo de operación, son menos eficientes, sean, de alguna manera, subsidiados por los que son más eficientes, proporcionando al final de las cuentas, una remuneración completa de la inversión al transportador y una tarifa menor al remitente que usa el sistema.

Para aplicar esta metodología se proponen los siguientes cambios:

- Sumar la inversión de todos los tramos que conforman el sistema
- Usar como Q el mayor volumen que pasa por el sistema
- Con los dos cambios anteriores se logra una tendencia a la baja de tarifas
- Valoración de la infraestructura, al final del plazo de remuneración, de manera que sea el menor valor entre el % del valor a nuevo definido por el MME y la valoración por el método DRC, con la aplicación de este cambio, se puede esperar que una vez terminado el tiempo de remuneración las tarifas tiendan a la baja.
- Quitar el factor de ajuste, al término del plazo de remuneración, asignándole la totalidad del riesgo de volumen al transportador, dándole un estímulo a que realice una mayor labor comercial y ofrezca mejores términos de negociación a los remitentes para obtener mayores volúmenes y preservar su rentabilidad
- Modificar la metodología de cálculo del WACC, permitiendo que se ajuste a los cambios en los parámetros que lo conforman y reflejando los costos reales del capital de las empresas del sector.

11.5 Comparación de las metodologías propuestas

11.5.1 Matriz de comparación

(Información confidencial para MME)

11.5.2 Impactos de las metodologías

Al comparar las metodologías propuestas y las modificaciones que eso implica, se puede observar que:

- Las principales modificaciones se refieren a los parámetros actuales de la formula tarifaria, con el fin de mantener la coherencia con respecto a las normas vigentes.

- Hay modificaciones que son aplicables a todas las metodologías, como el cambio en el cálculo del WACC, el cambio o eliminación después de terminado el plazo de remuneración de la inversión, del factor de ajuste y las sugerencias de modificación del procedimiento para establecer el valor de la inversión a reconocer al transportador, también el cambio en el reconocimiento del AOM y las señales de eficiencia que el Ministerio daría al sector.

En el cuadro siguiente se resumen los efectos de la aplicación de las metodologías propuestas en las tarifas, actuales y futuras que aplicarían los transportadores en el siguiente periodo tarifario, de ser implementados los cambios.

Tabla 11-1. Tabla de comparación de nuevas metodologías

Cambio	Metodología	RC	PC	RT	E
WACC		Aplicando la metodología propuesta, se va a ver una disminución en el WACC aplicable y por tanto en las tarifas, al aplicar la estructura de apalancamiento de 60/40			
Factor de Ajuste		Se mantiene, mientras termina plazo de remuneración Se reduce plazo de aplicación Ajustes graduales entre el periodo	Se elimina Aumenta riesgo de volumen Obliga a mayor labor comercial y a hacer un mayor esfuerzo en la prospección de volumen	Se mantiene, mientras termina plazo de remuneración Se reduce plazo de aplicación Ajustes graduales entre el periodo	Se mantiene, mientras termina plazo de remuneración Se reduce plazo de aplicación Ajustes graduales entre el periodo
Inversión		Combinación de dos métodos, menor valor Reducción en tarifas posterior a final de plazo de remuneración			
Plazo de remuneración		Se mantiene, hasta el final del plazo establecido	Se cambia, se hace un corte y se inicia con la nueva valoración de la inversión con	Se establecen plazos mínimos de remuneración diferenciados para ramales y troncales	Se mantiene, hasta el final del plazo establecido

		reducción esperada de tarifas	Disminución esperada de tarifas de troncales	
Señal de distancia	Se mantiene	Se mantiene	Se mantiene	Se elimina Efecto en la tarifa reducción

12 CONCLUSIONES

DIAGNÓSTICO

- La producción de crudo sin nuevos hallazgos, tiende a disminuir en una situación similar a la afrontada por el sector en el pasado.

- La tendencia de producción de crudos se continua desplazando hacia, los crudos pesados, lo que significa crudos con mayor viscosidad o menor API.

- Las perspectivas muestran una situación de decaimiento de la producción, sin embargo existen escenarios con reservas no probadas y YTF que podría generar una situación al periodo 2002- 2010 donde se vuelven a tener escenarios de producción altos para principios de la próxima década.

- En producción de crudos y considerando los costos operativos que tiene la ANH para 2007, se encuentra que por debajo de un precio de marcador BRENT por debajo de US$55/Bl puede tener notables implicaciones en la reducción de volúmenes a producir dependiendo de los costos de la cadena de comercialización, (costos de transporte y puertos), La perspectiva del DOE- EIA, es que los precios se mantengan por encima de US$ por barril en el futuro próximo.

- Los volúmenes de crudos transportados en el pasado no muestran una clara correlación con los precios del crudo. Sin embargo, se aprecia que los crudos transportados por CENIT y OCENSA los principales transportadores troncales muestran una tendencia decreciente desde finales de 2015 y enero de 2016.

- En cuanto al acceso a la información, se encuentran dificultades dado que no toda la información es pública no está estandariza por parte de los agentes por lo que no se encuentra en los BTO de las empresas transportadoras.

- Desde el punto de vista legal se han seguido las directivas generales consagradas en el artículo 56 del Código de Petróleos en el establecimiento de las tarifas.

- El sistema de transporte de crudos sigue siendo una actividad monopolística en Colombia por sus condiciones de costo de entrada que requiere ser regulada.

- Desde el punto de vista de reglamentación la tendencia en la producción de crudos puede implicar incluir acuerdos en aspectos como el número TAN, acidez de forma que no se dañe la infraestructura pero que permita la evacuación de eventuales producciones futuras. También en las implicaciones de la capacidad en términos del transporte de crudos con mayores viscosidades, que será la tendencia a futuro.

- Con respecto a la situación del sector en el 2010 se ha movido de una participación directa de ECOPETROL en el transporte, a una indirecta con la aparición de agentes transportadores puros. Sin embargo, sigue siendo el principal productor y usuario de la red de transporte.

- Se presentan diferencias entre lo que ve el planeador central y la realidad operativa porque existen condiciones comerciales y de percepción de seguridad que las cambian, así agentes que por cercanía deberían evacuar su crudo en el nodo más cercano deben hacerlo aguas abajo y empleando medios alternativos.

- Se encuentran notables diferencias entre los costos de transporte en Colombia y en otros países con condiciones similares como es el caso de Ecuador, En su mayor parte adjudicable al componente K de la tarifa que en promedio representa más del 60% de la misma.

- Al llevar a costos índice de US/BL-Km se aprecia una amplia diferencia entre los oleoductos en Colombia aun en condiciones relativamente similares de topografía.

- La perspectiva de utilización o capacidad usada de los oleoductos en Colombia en general es a la baja.

- Los agentes perciben restricciones, en particular los que tienen capital público, en la fórmula para poder hacer descuentos en las tarifas, pues se percibe esta como tarifa tope.

- Existe desconfianza en los agentes por la asimetría en la información que se maneja sobre componentes de la inversión y costos y por el hecho que sea ECOPETROL el máximo accionista en las empresas de transporte.

- Se percibe la actividad de Puertos y Descargaderos como una actividad monopolística que podría ser reglamentada, desde el punto de vista de los productores y un ejemplo de libre negociación desde los transportadores.

PROPUESTAS METODOLÓGICAS

- El sector tiene características monopólicas que requieren de un proceso de regulación tarifaria.

- La metodología vigente ha sido coherente con el marco legal establecido en el código de petróleos.

- Se debe permitir a los agentes un tiempo para que puedan llegar a acuerdos tarifarios, agotado el mismo sin acuerdo se procederá a la aplicación de una metodología tarifaria por parte del Ministerio de Minas y Energía, como ha estado previsto en los previos periodos tarifarios.

- Cuando hay libertad de negociación los agentes estos están obligados a publicar en detalle la información considerada dentro de su cálculo de tarifa que servirá para control posterior por parte del regulador.

- En la cadena del transporte se hace necesario incluir componentes que hasta este momento han estado en libre negociación, como infraestructura accesoria en los puntos de entrada y en los de salida de los sistemas como son los descargaderos, almacenamiento, equipamiento de mezcla y las facilidades inland de los puertos que se considerarían dentro de la definición de oleoductos definida por la legislación.

- Las metodologías propuestas brindan alternativas para la solución de los problemas identificados en el sector y cada una tiene una visión del mismo diferente.

- Según el enfoque que se desee dar a las tarifas se puede aplicar señales de menor riesgo comercial para promover expansión en los sistemas, Revenue Cap, o proteger a los Remitentes de la posición dominante del transportador como es el price cap, donde se traslada el riesgo comercial al transportador dando flexibilidad a la negociación, en mercados con muchas alternativas de transportes se llega a libre negociación pero siguiendo una guía para evitar presiones indebidas entre agentes.

- A escala internacional los apoyos dados por los gobiernos en las condiciones de bajos precios del petróleo se enfocan a normas temporales sobre subsidios y reducción de impuestos (Government Take) y no a intervenir componentes de la cadena de comercialización.

- Uno de los principales aspectos que se encuentra dentro de la percepción de los agentes es que hay asimetría de información de uno y otro lado en cuanto a supuestos a emplear dentro del cálculo de la formula tarifaria y en los procesos de negociación.

- Para expansión de proyectos el mecanismo empleado ha sido el de negociación de tarifa y formalización de contratos de Ship or Pay.

- En la actualidad los agentes con capital público del midstream no encuentran mecanismos flexibles para realizar acuerdos tarifarios.

- Se hace necesario construir confianza entre los agentes con disponibilidad de información y con métodos que den transparencia sobre los aspectos y supuestos que incluyen el cálculo de la tarifa.

- Hay procesos que se aplican a criterio de agentes en la parte operativa y se hace necesario acordar lineamientos a aplicar para generar confianza entre los agentes, como es el caso de revisión de parámetros en los manuales de transporte.

RECOMENDACIONES

(CONFIDENCIAL)

13 BIBLIOGRAFIA

- ECOPETROL, Tarifa Ecopetrol carro tanques http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Tarifas-Carrotanques.pdf

- Malagon Jonathan, La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia, 2016, Cuadernos PNUD

- Ministerio de transporte, Costos de transporte carretero https://www.mintransporte.gov.co/Publicaciones/en_linea/sistema_de_información_de_costos_eficientes_para_el_transporte_automotor_de_carga_sice-tac

- Situación precios de crudo en Colombia artículo en revista http://www.tvnoticias.com.co/index.php/2016/03/04/costos-de-produccion-del-crudo-pesado-en-colombia/

  http://www.elcolombiano.com/negocios/altas-tarifas-de-oleoductos-cierran-campos-petroleros-del-pais-acp-CF3799510

- Sumatoria S.A., Análisis de las condiciones de integración vertical entre las actividades de producción y transporte de crudos y de refinación y transporte de combustibles derivados y planteamiento de reformas organizacionales, legales, operativas y regulatorias, Para Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Minas y Energía, Nov. 2012.

- Superintendencia de Industria y Comercio. La promoción de la competencia en el acceso a oleoductos. Sin fecha de publicación http://www.sic.gov.co/recursos_user/documentos/promocion_competencia/Estudios_Economicos/Estudio%20Transporte%20por%20oleoducto.pdf

- UPME, Unidad de Planeación Minero Energética , La Cadena el petróleo, 2013. http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf

BOLETINES DE TRANSPORTE POR OLEODUCTOS

- CENIT: https://www.cenit-transporte.com/tarifas-vigentes-oleoductos/
- ECOPETROL http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/transporte/boletin-de-transporte-oleoducto/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DcxdjA0cjRwNvdzcTY3MzU30C7IdFQHTWlEK/
- EQUION http://www.equionenergia.com/informacion_adicional/Documents/Oleoducto%20Emma/Boletin%20de%20Transporte.pdf
- FRONTERA https://bto.pacificrubiales.com.co/SitePages/descripcionGeneral.aspx
- GRANTIERRA http://www.grantierra.com/es/operations/pipeline-transportation-bulletin.html?localestring=es
- HOCOL http://www.oleoductoshocol.com/olh/Pages/descripci%C3%B3nSistema.aspx
- MANSAROVAR: http://www.mansarovar.co/info-bto.html#bajodef
- OCENSA: https://www.ocensa.com.co/bto/Paginas/Descripcion-del-sistema.aspx
- ODL: http://www.odl.com.co/index.php/quienes-somos-6/bto-zona-publica
- OBC: http://bto.bicentenario.com.co/modulos/main/Login.aspx?ReturnUrl=%2f

- ODC: https://www.oleoductodecolombia.com/BTO/Paginas/descripcion-general-del-sistema.aspx

- PERENCO http://bto.extranet.co.perenco.com/paginas/DescripcionSistema.aspx

- ECONOMETRIA,Revisión de la metodología tarifaria para el transporte de derivados del petróleo en poliductos y establecimiento de la tasa de remuneración de los activos. Estudio para Ministerio de Minas y Energía y Departamento Nacional de Planeación.Noviembre 2009.

- Metodologías tarifaria poliductos Creg 222 de 2015 http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/8648647aefa68b3b05257f39004a666b?OpenDocument

  http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/5f2d998fd4a8152305257db70072ba10/$FILE/Circular121-2014%20Anexo.pdf

- Resolución de transportes de carro tanques http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c45d78bf104dff05052580d5007972c2/$FILE/Creg007-2017.docx

- A Critical Comparison of Utility-Type Ratemaking Methodologies in Oil Pipeline Regulation, Jstor, 1992 https://www.jstor.org/stable/3003563?seq=1#page_scan_tab_contents

- Electronic Code of Federal Regulations. US, interstate oil pipelines https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=3a25dcea205c3a4b4137818f17975a83&mc=true&tpl=/ecfrbrowse/Title18/18CIsubchapP.tpl

- Principles of Rate Making and Rate Design for Oil Pipelines http://premierquant.com/wp/wp-content/uploads/2014/02/bromingratedesign.pdf

Además de los enlaces señalados en texto se encuentran:

- Tarifas en ARGENTINA http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/90000-94999/91762/norma.htm

- Tarifas en México https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/1/153/6.pdf

- Tarifas en Ecuador-OCP https://www.alainet.org/es/active/4141

14 ANEXOS

14.1 Publicaciones del Código de Petróleos,

en medio magnético se incluyen

14.2 Análisis formulación y aplicación de la compensación volumétrica por calidad (CVC)

Las principales empresas transportadoras de crudo por Oleoducto del país, como los son Ocensa, ODC, Cenit, Bicentenario (OBC), ODL y OAM (Hocol) tienen establecidos procedimientos para realizar la compensación volumétrica por calidad (CVC), conforme a lo regulado en el artículo 19 de la resolución 72145 del 7 de mayo de 2014 (Reglamento de Transporte), en los cuales se estipula que el transportador actúa como administrador del proceso de CVC, realizando las liquidaciones y actuando como mediador de las compensaciones. En estos procedimientos también se indica que los Remitentes pueden auditar el proceso o solicitar revisiones al mismo.

De acuerdo con la revisión efectuada a los mecanismos previstos por las diferentes compañías que aplican CVC o que tienen previsto aplicarlo, se encuentra que los procedimientos son muy similares.

En los procedimientos que han publicado algunas de estas compañías en el BTO, se encuentra claramente establecido el mecanismo de CVC, los cuales contemplan características similares en cuanto a lo siguiente:

- Procedimiento de aplicación del CVC
- Metodología para la valoración de los crudos mediante el uso de una canasta de crudos de referencia
- Cálculo de precios de los crudos
- Cálculos de coeficientes de gravedad API y Azufre para los correspondientes ajustes
- Ajustes de volúmenes mediante regresiones que deben ser documentadas por el transportador, para que esta información pueda ser proporcionada a los Remitentes.

En nuestro concepto, los procedimientos para la CVC de estas empresas transportadoras, utilizan criterios claros en lo técnico y en materia de comunicación de información hacia los Remitentes.
Es importante tener en cuenta que algunas compañías transportadoras, a pesar de tener definido el procedimiento de CVC, este no se viene aplicando, con base en decisión de los remitentes de estos sistemas, lo cual es válido conforme a lo establecido en el artículo 19 de la resolución 72145 del 7 de mayo de 2104 (Reglamento de Transporte). En estos oleoductos solamente realizan el balance de propiedad.

Recomendaciones:

(CONFIDENCIAL)