

# TARIFAS Y COSTOS EN EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA PERIODO 2014-2021

**Elaborado por:**

Carlos Eduardo Espinosa V.

Yeiro Smelig Ramírez Olaya

Contraloría Delegada para el Sector  
Minas y Energía

Dirección de Estudios Sectoriales

Directora: Marisol Millán Hernández

Diciembre de 2022

**86113-059-05**

## **TARIFAS Y COSTOS EN EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA PERIODO 2014-2021**

*Elaboró:*

*Carlos Eduardo Espinosa V / Yeiro Smelig Ramírez Olaya*

*Fecha: [30/07/2021]*

*Ajustes Equipo de Trabajo: [24/09/2021-27/09/2021-04/10/2021-19/05/2022-14/09/2022-19/10/2022]*

*Ubicación: E:\ ESTUDIO ESTRUCTURA TARIFARIA DE OLEODUCTOS-2021*

*Revisión # 1: Miguel Pinzón Salcedo – Profesional Especializado 04 DESME*

*Fecha de revisión #1: [06/08/2021 – 11/08/2021-28/09/2021]*

*Revisión # 2: Marisol Millán Hernández – Director de Estudios Sectoriales*

*Fecha de la revisión # 2: [28/09/2021-19/05/2022-14/09/2022-19/12/2022]*

*Revisión # 3: Germán Castro Ferreira – Contralor Delegado Sectorial*

*Fecha de la revisión # 3: [19/12/2022]*

### **Contenido**

SIGLAS.....	4
1. Título .....	5
TARIFAS Y COSTOS EN EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA PERIODO 2014-2021 .....	5
2. Resumen .....	5
3. Introducción.....	7
4. Marco y enfoque del estudio sectorial y estudios previos .....	8
4.1. Antecedentes .....	9
4.2. Metodología .....	11
4.3. Muestra y población .....	12
4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de información .....	12
4.5. Procedimiento .....	12
5. Objetivos.....	12
5.1 Objetivo General .....	12
5.2 Objetivos Específicos .....	12
5.3. Hipótesis de estudio .....	13
6. La política de transporte de crudo por oleoductos en Colombia .....	13
6.1. Actores .....	14
6.1.1. Operadoras.....	14
6.1.2. Posición de las operadoras .....	15
6.1.3. Transportadores .....	17
6.2. Fórmula aplicada a la tarifa de transporte de crudo por Oleoductos en Colombia .....	19
7. Costo de operación de la producción de petróleo en Colombia - 2014-2020 .....	23

7.1 Costo de Extracción, transporte y tarifa de transporte	24
7.2. Costos y gastos de operación de las principales transportadoras y productoras de crudo por oleoductos en Colombia - 2016-2021.....	25
8. Las tarifas de transporte de crudo en la región .....	28
<b>8.1. México</b>	29
<b>8.2. Brasil</b>	30
<b>8.3. Ecuador</b>	31
8.4. Análisis comparativo con otros países	32
9. Posición dominante en el transporte de crudo por oleoductos en Colombia .....	34
10. Conclusiones y recomendaciones .....	38
11. BIBLIOGRAFÍA.....	40

## **SIGLAS**

ACP: Asociación Colombiana del Petróleo

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

CENIT: Compañía de Transporte y logística de hidrocarburos

CGR: Contraloría General de la República

DESME: Dirección de Estudios Sectoriales Minas y Energía

OAM: Oleoducto Alto Magdalena

OCENSA: Oleoducto Central S.A.S.

ODC: Oleoducto Colombia

OBC: Oleoducto Bicentenario

OGD: Oleoducto Guaduas La Dorada

ODL: Oleoducto de los Llanos

OSS: Objetivo Sub Sectorial

Minenergía: Ministerio de Minas y Energía

SIC: Superintendencia de Industria y Comercio

SIIS: Sistema Integrado de Información Societaria

**86113-059-05**

## **1. Título**

# **TARIFAS Y COSTOS EN EL TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA PERIODO 2014-2021**

## **2. Resumen**

En el presente documento se realiza un análisis cuantitativo y cualitativo con información primaria y secundaria de fuentes en su mayoría oficiales, respecto de la actividad de transporte de crudo por oleoductos en Colombia por parte del Grupo Ecopetrol y de las demás empresas privadas llamadas todas transportadoras.

El análisis realizado se centra en los costos asociados a la operación de dicha actividad con el fin de aceptar o refutar la hipótesis planteada: *“La tarifa de transporte por oleoductos en Colombia, durante el periodo 2014-2021 representa un peso porcentual tal que dentro del costo total de operación de crudo en el país no se afecta la competitividad en los mercados interno y externo del crudo, ni las finanzas del Estado en materia fiscal.”*.

Para lograr el presente análisis se recurrió a la información cuantitativa pública principalmente de 11 empresas productoras de petróleo y 15 empresas transportadoras de crudo por oleoductos en Colombia, con una muestra de datos estadísticos para el periodo 2014-2021.

Dentro del análisis se encuentra que el Grupo Ecopetrol a través de Cenit y sus filiales operan alrededor del 78% de un total de 6.325 km de oleoductos

en distintos trayectos y el resto (22%) están en manos de otras compañías privadas.

El costo de transporte de crudo para Ecopetrol S.A frente al total de sus costos y gastos de operación no supera el 5%, mientras que a las demás empresas transportadoras de crudo en Colombia el costo del transporte les representa en promedio un 14%. Lo anterior indica que, para Ecopetrol S.A., gracias a que posee una infraestructura propia para el transporte de crudo por oleoductos en Colombia, el costo de transporte le representa proporcionalmente un menor valor frente a sus costos y gastos totales de operación, en comparación con los transportadores privados.

El principal problema identificado en este estudio tiene que ver con el alto peso que tienen las tarifas aplicadas al transporte de crudo por oleoductos en Colombia dentro de la estructura de costos totales de operación, que coincide con lo manifestado por las operadoras privadas y en especial por la Asociación Colombiana del Petróleo en adelante ACP en distintos escenarios, y que es consecuencia en gran parte de la actual metodología utilizada para determinar la tarifa, dado que según lo establecido, los activos iniciales de transporte en cada periodo tarifario se revalorizan<sup>1</sup> y esto representa alrededor del 70% del precio vigente, lo que ocasiona en el tiempo un crecimiento continuo y creciente del valor de la tarifa.

Finalmente, en el recorrido internacional sobre la incidencia de las tarifas de transporte de crudo por oleoductos, en los costos de producción de la

---

<sup>1</sup> En las NIIF la valorización de activos se conoce como revaluación, y que pretende que el valor razonable del activo reconozca el valor revaluado del activo. El valor del activo se actualiza a su valor razonable revaluado, y su contrapartida será el patrimonio como en superávit de revaluación, tomado de: <https://www.gerencia.com/valorizacion-de-activos.html> el 19 de octubre de 2022.

industria en países de la región como México, Brasil y Ecuador se encuentra que el transporte de crudos influye significativamente en los costos de producción de la industria, y que en promedio en Colombia se paga más por los costos operativos de transporte, situación en la cual las tarifas de transporte contribuirían al encarecimiento de los costos de producción.

### **3. Introducción**

Como se mencionaba en el apartado anterior, el problema identificado para Colombia tiene que ver con el alto peso que representan las tarifas aplicadas al transporte de crudo por oleoductos frente a los costos totales de producción.

Una de las causas directas tiene que ver con la no depreciación de activos (oleoductos), por el contrario, se revalorizan, factor que incide en un mayor valor de la tarifa, y de otra parte el no contar con mecanismos o instrumentos que permitan a los agentes de la cadena y/o al gremio del sector la ACP, participar en la definición del marco tarifario.

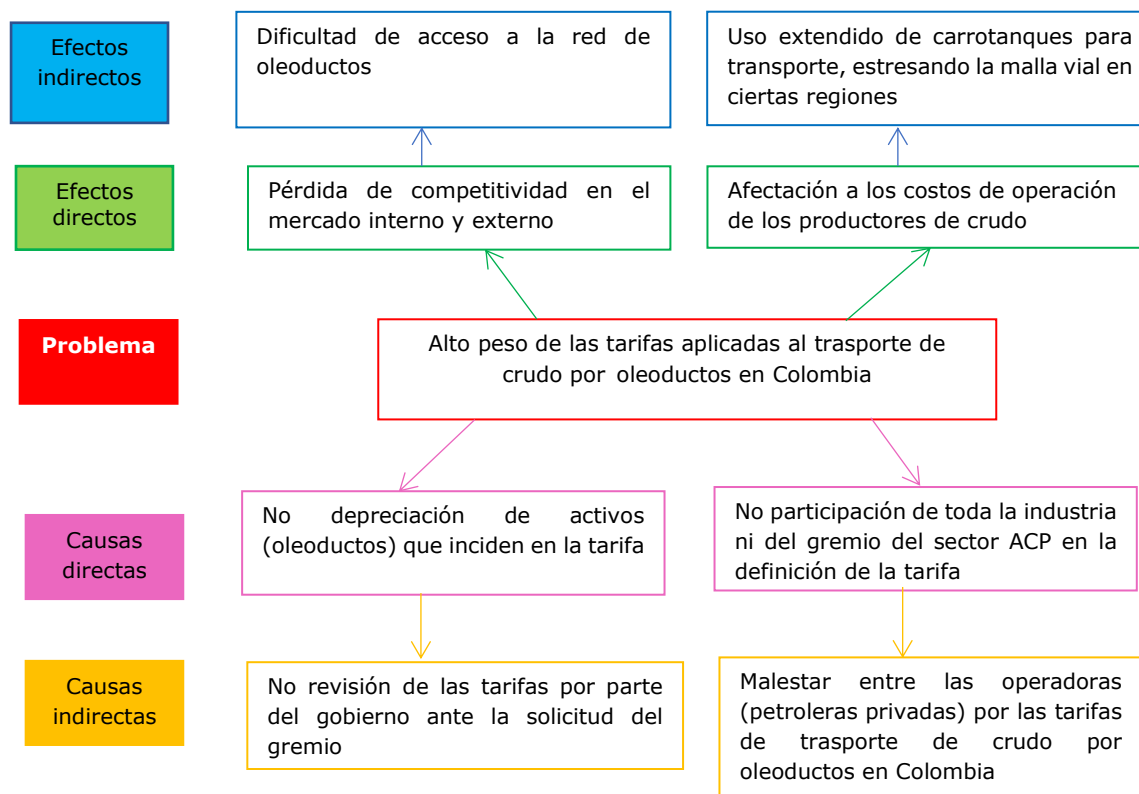
Dentro de las causas indirectas del problema se tiene la no revisión por parte del gobierno nacional del marco y modelo tarifario, no obstante, la solicitud del gremio y el malestar entre las operadoras (petroleras privadas) por las tarifas de transporte de crudo por oleoductos en Colombia.

Los efectos directos tienen que ver con la pérdida de competitividad en el mercado interno y externo y la afectación a los costos de operación de los productores de crudo.

Los efectos indirectos tienen que ver con la dificultad de acceso a la red de oleoductos y el uso extendido de carrotanques para transporte, estresando la malla vial en ciertas regiones.

A continuación, se puede apreciar gráficamente el árbol de problemas, causas y efectos:

**Gráfico 1.**  
**Árbol de problemas-causas y efectos**



Fuente: DESME

El contenido de este documento comprende las siguientes secciones: Marco y enfoque del estudio sectorial y estudios previos, objetivos, hipótesis o proposiciones, la política de transporte de crudo por oleoductos en Colombia, costo de operación para la producción de petróleo en Colombia 2014-2020, las tarifas de transporte de crudo en la región, posición dominante en el transporte de crudo por oleoductos en Colombia y finalmente las conclusiones y recomendaciones motivadas por los resultados de la evaluación.

#### **4. Marco y enfoque del estudio sectorial y estudios previos**

De conformidad con el Objetivo Sub Sectorial (OSS) 12 reseñado en el Diagnóstico Sectorial de Minas y Energía 2020 de la Contraloría General de la República en adelante CGR se sugiere estudiar la problemática asociada a las



tarifas de transporte de crudo por oleoductos en Colombia y la posición dominante de Ecopetrol (dueño de Cenit<sup>2</sup>).

El presente estudio presenta varios escenarios desde donde se puede apreciar la problemática, recurriendo a datos y estadísticas de carácter público que han sido analizados por la CGR y que le permiten a las demás autoridades y ciudadanía en general tener mayor claridad frente al tema.

#### **4.1. Antecedentes**

En 2012 se inició en la Superintendencia de Industria y Comercio en adelante SIC una averiguación preliminar para “establecer si existe evidencia que determine la necesidad de iniciar una investigación, por presuntas prácticas comerciales restrictivas de la competencia por parte de las empresas transportadoras de crudo en Colombia”.

En dicha averiguación se les preguntaba a distintos actores (ANH, Oleoductos, Empresas Operadoras) sobre quejas e inconformidades respecto a la fijación de tarifas de transporte y en conclusión la SIC no encontró indicios para afirmar que existen prácticas de restricción o conductas contrarias a la libre competencia.

Hacia 2013 la SIC elaboró el informe: *Promoción de la competencia en el acceso a oleoductos en Colombia 2010-2012*, donde analiza si el transporte de hidrocarburos en el país se ajusta a los principios de promoción a la libre competencia, concluyendo que a pesar de haber introducido un marco normativo para regular la competencia en el sector, aún se observa la

---

<sup>2</sup> Cenit es la principal empresa de transporte de hidrocarburos por oleoducto, creada por Ecopetrol para administrar las distintas redes de oleoductos que tenía a su cargo.

presencia de un monopolio natural (Ecopetrol) y que por su posición de dominio con respecto a los oleoductos primarios, las reglas introducidas no evitan de manera eficaz posibles abusos de la empresa.

Por otra parte, también observó la SIC que en épocas de alta producción los oleoductos copan su capacidad y esto es aprovechado por los dueños de la infraestructura para comprar el crudo a productores no propietarios de oleoductos y así transportarlo; lo compran a aquellos que hagan la mejor oferta (venden su petróleo a menor precio a otras operadoras con capacidad de acceso al oleoducto) y obteniendo rentas por escasez de capacidad (Superintendencia de Industria y Comercio, 2013). Los productores que acceden a esto se ven obligados, pues la alternativa serían carrotanques cuyos costos son significativamente más altos.

La SIC advierte en su informe que deben introducirse incentivos a la inversión para la construcción de nuevos oleoductos por parte de transportadores netos (es decir, que la propiedad no recaiga sobre operadoras con las que pueda armarse integración vertical por su evidente conflicto de interés). Otra recomendación importante que hace la SIC es la de separar definitivamente las funciones transportadoras de las demás actividades de la cadena de producción pues de otra forma se discrimina en el acceso a aquellas petroleras que no tienen participación accionaria en el oleoducto. Dice la SIC que la separación vertical elimina los incentivos para discriminar, al igual que la existencia de oleoductos de propiedad netamente de transportadores puros.

Minenergía realizó una consultoría en 2020, con el objeto de revisar el tema tarifas cuyo resultado es la consultoría titulada "*Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos. (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021)*" que fue publicada en junio de 2021.

De acuerdo con lo señalado por Minenergía los resultados de la consultoría adelantada por Delvasto & Echevarria Asociados, 2021 no son

obligantes y se encuentran en plena autonomía de acoger o no dichos resultados dentro de sus actos administrativos.

Dentro del proceso de reglamentación de las tarifas de transporte de crudo en el país el Ministerio de Minas y Energía (Minenergía) ha realizado la expedición de la Resolución 00902 de 2021 que ordenó la realización de auditorías a los transportadores de crudo para el periodo 2015-2019.

Mediante Resolución número 01143 del 24 junio 2022 se ordena la apertura del concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 con el objeto de contratar una consultoría para apoyar a la Dirección de Hidrocarburos en la formulación de la regulación tarifaria del transporte de crudo por oleoductos aplicable en Colombia, que incluya componentes económicos, financieros, técnicos, jurídicos y de Análisis de Impacto Normativo (AIN).

Mediante Resolución número 01212 del 14 Julio 2022 ordena adelantar una convocatoria pública para conformar una lista corta de auditores externos para realizar las auditorías de que trata el artículo 23 de la Resolución 72145 de 2014, en relación con el transporte de crudo por oleoductos.

Mediante Resolución número 01281 del 27 Julio 2022 adjudica el concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 al CONSORCIO MIN-OLEODUCTOS 2022.

## **4.2. Metodología**

Se recurrió al análisis de información cualitativa y cuantitativa, especialmente de informes previos sobre la situación de las tarifas de transporte por oleoductos en Colombia, elaborados tanto por la SIC como por consultorías al Minenergía.

### **4.3. Muestra y población**

Para el estudio se tuvo en cuenta la información relacionada con 11 empresas productoras de petróleo y 15 empresas transportadoras de crudo por oleoductos en Colombia, con una muestra de datos estadísticos para los periodos 2014-2021.

### **4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de información**

Se aplicaron técnicas de recopilación de información primaria y secundaria (Leyes, Decretos, resoluciones, bases de datos, aplicativos).

### **4.5. Procedimiento**

Se realizó una evaluación con las variables: i) valor de producir un barril de petróleo; ii) valor del transporte de un barril de petróleo; iii) tarifa de transporte de un barril de petróleo.

Adicionalmente, se revisó la literatura disponible para Colombia sobre transporte por oleoductos, con el fin de detectar cuales pueden ser los problemas asociados a los costos de transporte y si estos tienen rasgos de competitividad.

## **5. Objetivos**

### **5.1 Objetivo General**

Presentar un diagnóstico actual sobre las tarifas de transporte de crudo por oleoductos en Colombia para el periodo 2014-2021.

### **5.2 Objetivos Específicos**

a. Revisar el proceso mediante el cual se está determinando la tarifa de transporte por oleoductos en Colombia, si se ajusta a la normatividad vigente y si permite la libre competencia interna.

b. Determinar el costo de extracción de un barril de petróleo en Colombia y el costo asociado a su transporte. Dentro del costo asociado al transporte establecer el peso de la tarifa aplicada.

c. Realizar un análisis comparativo con otros países de la región, que sean relevantes y comparables, entre la tarifa de transporte de crudo por oleoductos y su peso dentro del costo total de producción.

d. Determinar si la tarifa de transporte de crudo por oleoductos en Colombia permite al país ser competitivo en materia de producción petrolera en la región.

### **5.3. Hipótesis de estudio**

*La tarifa de transporte por oleoductos en Colombia, durante el periodo 2014-2021, representa un peso porcentual tal que dentro del costo total de operación de crudo en el país no se afecta la competitividad en los mercados interno y externo del crudo, ni las finanzas del Estado en materia fiscal.*

## **6. La política de transporte de crudo por oleoductos en Colombia**

En la Cadena de Valor del petróleo los oleoductos juegan el importante rol de llevar el crudo desde los campos donde es extraído, a los puntos donde será o bien exportado o refinado.

Los oleoductos tienen la ventaja de transportar continuamente y por capacidad pueden ofrecer mejores tarifas respecto a los carrotanques, pero tienen el inconveniente de ser vulnerables (no tienen redundancia, por lo que un bloqueo del flujo, producto de un daño o un atentado, detiene totalmente

el transporte aguas arriba del incidente) esto se traduce en que cuando hay incidentes las pérdidas por tiempo pueden afectar a varios actores al tiempo.

La política de transporte de hidrocarburos por oleoductos en Colombia se encuentra definida en el Decreto Ley 1056 del 20 de abril de 1953 (Código de Petróleos), tarifas de transporte oleoductos, artículo 56, 57. Adicionalmente, el Minenergía mediante la Resolución 72146 del 07-05-2014, con sus adiciones o modificaciones, establece la metodología vigente para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos.

## **6.1. Actores**

Son tres principalmente: i) Las operadoras, que son las empresas que producen el crudo y necesitan transportarlo; ii) Los transportadores, que son los encargados de llevar el crudo de los campos a su destino bien sea refinerías o puertos de exportación; ii) El regulador, que es el Minenergía quién establece el marco normativo que regula la relación entre operadoras y transportadores a la vez que establece el marco tarifario.

### **6.1.1. Operadoras**

De 23 cuencas que existen en el país, la mayor cantidad de crudo se produce en 2: En los Llanos Orientales (75%) y el Valle Medio del Magdalena (17%). Por departamentos, los principales son: Meta (51%), Casanare (17,8%), Arauca (7,3%) y Santander (6,6%). El restante 17,2% se reparte en otros 15 departamentos. Esto significa que los puntos de origen de los oleoductos se concentran en esos tres primeros departamentos.

Por compañías operadoras se tiene que a diciembre de 2021 según datos de la ANH Ecopetrol es la principal productora de crudo con el 60,09% de la producción total de crudo seguido de Geopark S.A. (7,60%), SierraCol Energy (6,55%), Frontera Energy (6,40%) y Gran Tierra (3,94%). De 42 operadoras estas 5 producen el 84,58% del crudo.

De la producción total del país el 48,07% va para refinación<sup>3</sup> y el resto para exportación principalmente por el puerto de Coveñas y en menor medida por Tumaco.

**Cuadro 1.  
Producción petrolera fiscalizada en Colombia 2021**

<b>Empresa</b>	<b>Producción (BPDC)</b>	<b>%</b>
Ecopetrol S.A.	442.451	60,09%
Geopark Colombia S.A.S.	55.970	7,60%
Sierracol Energy Arauca Llc	48.216	6,55%
Frontera Energy Colombia Corp Sucursal Colombia	47.095	6,40%
Gran Tierra Energy Colombia, Llc	28.995	3,94%
Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal	17.492	2,38%
Hocol S.A.	17.345	2,36%
Mansarovar Energy Colombia Ltd	16.793	2,28%
Ongc Videsh Limited Sucursal Colombiana	12.407	1,68%
Cepsa Colombia S.A.	9.020	1,22%

Fuente: ANH

En términos de calidad la mayor parte del crudo producido en el país es considerado pesado lo que implica un costo adicional para su transporte pues es necesario mezclarlo con diluyentes para que pueda fluir por los oleoductos<sup>4</sup>.

### **6.1.2. Posición de las operadoras**

Se conoce del descontento de las operadoras frente a la negociación tarifaria, dado que se sienten excluidas de participar en el proceso de fijación de reglas, y que como consecuencia en los últimos periodos tarifarios (2011-

<sup>3</sup> Se hace el cálculo con los datos de carga de refinería para 2021, que fue de 354 kbpd y de Producción promedio 2021 que fue de 736 kbpd. (Ecopetrol S.A. 2021)

<sup>4</sup> Cuando la gravedad API es menor a 18° el crudo necesitará diluyente pues su viscosidad es inferior al mínimo requerido en los parámetros de operación de la mayoría de los oleoductos, incluso oleoductos como el OBC exigen un mínimo de 25° aunque otros a veces pueden admitir mínimo 16°.

2015, 2015–2019 y 2019–2023) se continúa con el problema de la revalorización de los activos por parte de los dueños de los oleoductos, lo cual redundará en tarifas más elevadas, sin que sus quejas y reclamaciones hayan tenido respuesta por parte del Gobierno nacional y de las autoridades competentes.

Según la Asociación Colombiana del Petróleo en adelante ACP, dado que los activos de transporte no pierden valor, la discusión no se centra en la geografía colombiana ni en las inversiones sino en el valor de los activos iniciales de transporte, que en cada periodo tarifario se revalorizan y que según lo menciona la ACP es el punto de partida de la fórmula tarifaria, éste a su vez representa alrededor del 70% del precio vigente que se ha hecho continuo y creciente en el tiempo.

En noticia del 20 de mayo de 2020 el diario económico Portafolio al respecto se señala:

*"Las compañías privadas afirman que han visto afectadas sus actividades en el plano financiero y operacional por las tarifas altas para el transporte de sus crudos.*

*Para la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), las tarifas que rigen este negocio en el país son "demasiado" altas frente al costo de producción, por esta razón el gremio propone su reducción en un 60%.*

*Las petroleras privadas afirman que los bajos precios internacionales del petróleo y los crecientes descuentos por calidad aplicables al crudo colombiano las están llevando a operar a niveles insostenibles de pérdidas, y los ingresos operacionales no están siendo suficientes para cubrir los costos mínimos de operación y de desarrollo de nuevas reservas." (Portafolio, 2020).*



### 6.1.3. Transportadores

Para el transporte de crudo se tienen como principales alternativas: Oleoductos y carro tanques. Dado el objetivo de este documento, solo se considerarán a los oleoductos como actores. La infraestructura de transporte de hidrocarburos en el país fue diseñada para llevar lo producido en los campos a los puertos y/o a los centros de refinación, por lo tanto, la capacidad de los oleoductos está condicionada por los volúmenes, calidades y cantidades de reservas en los distintos campos del país.

En aquellos campos donde los volúmenes descubiertos fueron significativos se justificó la construcción de oleoductos como el Caño Limón - Coveñas para el campo Caño Limón o el de OCENSA para Cusiana/Cupiagua. Si bien eventualmente las producciones de esos campos caen por declinación natural de los mismos, la capacidad liberada se puede emplear para transportar crudo de campos cercanos, a veces mediante la extensión de ramales para conectar al tubo principal o a veces llevando el crudo en carro tanque hasta alguna estación de bombeo para introducirlo en el sistema.

El Cuadro 2 presenta los distintos operadores, con los sistemas de oleoductos que manejan y los distintos trayectos. Actualmente Colombia tiene 6.325 km de oleoductos, de los cuales Cenit y sus filiales operan alrededor del 78% y el resto están en manos de otras compañías. Son en total 15 empresas transportadoras, que operan 55 sistemas de oleoducto y que poseen 81 tramos activos.

**Cuadro 2.**  
**Composición del Sistema de transporte de crudo por oleoductos en Colombia**

No.	Transportador	Sistema	Longitud (km)	%
1	Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	Ayacucho - Galán 14", Vasconia - Galán, Ayacucho - Galán 8", Apiay - Monterrey, Yaguará - Tenay, Caño Limón - Banadía OCC, Banadía - Gibraltar OCC, Gibraltar - Ayacucho OCC, Galán - Isla VI 18", Isla VI - Ayacucho 18", Ayacucho - Coveñas OCC, Ayacucho -	2.946	46,58

No.	Transportador	Sistema	Longitud (km)	%
		Cicuco 16", Cicuco - Coveñas 16", Araguaey - Monterrey, Monterrey - Porvenir 12", Monterrey - Porvenir 20", San Fernando - Apiay, Santiago - Porvenir, Orito - Km 15, Km 15 - Tumaco, San Miguel - Km 58 (Colón), Km 58 (Colón) - Yarumo, Yarumo - Orito, Santana - Yarumo, Churuyaco - Km 15, Coveñas - Cartagena.		
2	Oleoducto Central S.A - Ocesa	Segmento 0 Cupiagua - Cusiana , Segmento 1 Cusiana - El Porvenir, Segmento 2 El Porvenir - Vasconia, Segmento 3 Vasconia - Coveñas, P135 Ocesa: Segmento 1 Cusiana - El Porvenir, Segmento 2 El Porvenir - Vasconia, Segmento 3 Vasconia - Coveñas.	836	13,22
3	Ecopetrol S.A	El Centro - Galán, Teca - Vasconia, Tibú - Miramonte, Casabe - Galán, Gibraltar - Caño Limón, Yarirí - Comuneros, Chichimene - San Fernando, Tello - Dina, Provincia - Payoa, Rio Ceibas - Tello, Castilla - San Fernando, Castilla-Apiay, Chichimene-Castilla.	180	2,85
4	Oleoducto de Colombia S.A	ODC: Vasconia-Coveñas.	483	7,64
5	Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S	Araguaey- Banadía, Banadía - Araguaey.	230	3,60
6	Gran Tierra Energy Colombia	Oleoducto Mary - Uchupayaco, Oleoducto Uchupayaco - Santana, Oleoducto Costayaco - Uchupayaco.	85,40	1,35
7	Hocol S.A	Tenay - Saldaña, Saldaña - Chicoral, Chicoral - Gualanday, Gualanday - Lérida, Lérida - Dorada, Dorada - Vasconia, Purificación - Saldaña, Hocha - Los Mangos, Ocelote - Palmeras.	486,48	7,69
8	Frontera Energy	Oleoducto Guaduas - La Dorada.	63,7	1,01
9	Oleoducto de los Llanos Orientales S.A	Rubiales - Corocora (Palmeras), Corocora (Palmeras) <sup>9</sup> - Jaguey, Jaguey - Monterrey/Cusiana.	286	4,52
10	Perenco Colombia Limited	Guando - Abanico, Abanico - Chicoral, La Gloria Norte - Morichal, Morichal - Araguaey, Sardinas - Chigüiros, Chigüiros - Tocaría, Tocaría - Araguaey, Los Toros - Gaván, Gaván - Barquereña, Barquereña - Araguaey.	335,6	5,31
11	Mansarovar Energy Ltd.	Oleoducto Moriche - Jazmín, Oleoducto Jazmín - Vasconia, Oleoducto Velázquez - Galán.	209,19	3,31
12	Occidental De Colombia, Llc <sup>5</sup>	Oleoducto Caricare - Caño Limón.	36,6	0,58

<sup>5</sup> La empresa petrolera SierraCol Energy (SierraCol), perteneciente al Grupo Carlyle en 2020 compró activos de Occidental de Colombia.

No.	Transportador	Sistema	Longitud (km)	%
13	Equion	Oleoducto El Morro – Araguaney.	26,3	0,42
14	Cepsa Colombia S.A.	Jaguar - Santiago	78,87	1,25
15	Geopark (Amerisur)	Platanillo - Rio Putumayo, Jacana - Jaguey (ODL) Segmento 1, Tigana - Jaguey (ODL) Segmento 2.	42	0,66
<b>Total</b>			<b>6.325,15</b>	<b>100</b>

Fuente: Datos tomados del estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por Oleoductos, Minenergía, Colombia, junio, 2021, datos reportados a la CGR por Ecopetrol S.A y Cenit 2021, cálculos e incorporaciones DESME CGR, 2021.

Los oleoductos se clasifican en: a. Secundarios o tuberías de recolección localizadas en los campos productores y que llevan el crudo a las facilidades para efectos de fiscalización y almacenamiento para que esté dispuesto para ser llevado a los oleoductos de transporte; b. Oleoductos Troncales o primarios, que llevan el crudo desde los centros de acopio hasta las refinerías o puertos.

## **6.2. Fórmula aplicada a la tarifa de transporte de crudo por Oleoductos en Colombia**

El Transporte de hidrocarburos es regulado en el Código de Petróleos en el Capítulo VIII que en su Artículo 56 establece que el gobierno, en acuerdo con los contratistas de exploración y explotación de oleoductos, o de acuerdo con los explotadores de petróleo de propiedad privada, fijará las tarifas de transporte teniendo en cuenta:

- La amortización del capital invertido en la construcción.
- Los gastos de sostenimiento, administración y explotación
- Una garantía equitativa para el empresario que se fijará entre este 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.

Y para la revisión de la tarifa deberá tenerse en cuenta:

- Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados
- Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos y
- Una utilidad líquida equitativa para el empresario del oleoducto.

Hasta 2010 no se utilizó una metodología tarifaria pues el Código de Petróleos no señala que deba hacerse. La actual metodología de remuneración de transporte de crudo por oleoductos nace en la Resolución Minenergía 124386 de 2010, que fue derogada por la Resolución 72146 de 2014 y modificada por la Resolución Minenergía 31285 de 2016, donde se establece que las tarifas dependen del trayecto, se cobran en dólares por barril y los períodos tarifarios duran 4 años. La tarifa se define como se presenta en la ecuación:

$$\text{Tarifa} = \frac{K + CF \pm A}{Q} + CV$$

Donde:

Tarifa: a aplicar en dólares por barril

K: Ingreso anual reconocible por remuneración al capital. Se calcula tomando como base en la inversión reportada para el primer período tarifario y representa en promedio el 70% de la tarifa (ver Gráfica 2). Incluye los siguientes aspectos técnicos:

- Inversión inicial del trayecto del oleoducto.
- Inversiones históricas.
- Inversiones que entrará o entraron en operación en el año tarifario.

Se considera parte de K todas las erogaciones como: Mejoramiento de confiabilidad, incremento de vida útil y aumento de capacidad de diseño. Esta

variable varía en relación con diferentes especificaciones técnicas como son: La longitud del tramo, el diámetro, la presión de trabajo y de diseño.

Con la adopción de la metodología regulatoria en 2010 el Minenergía se vio obligado a reconocer inversiones y costos relacionados con los parámetros del Artículo 56 del CP: "i) La amortización del capital invertido en la construcción". Los oleoductos ya existentes y algunos ya totalmente depreciados se valoraron como si fueran nuevos, lo cual era necesario para incentivar el mercado y dar las señales apropiadas para la expansión de las redes y es práctica común en regulación. Sin embargo, varias empresas transportadoras señalaron que necesitaban de 15 a 20 años para recuperar sus inversiones, aspecto que sería cierto si los oleoductos fueran una infraestructura nueva, pero al estar muchos de ellos ya depreciados es evidente que se requeriría menos tiempo para recuperar la inversión, lo que constituye una situación económica favorable a las empresas transportadoras, algunas de las cuales ya realizaron hasta una segunda depreciación de sus activos, en detrimento de los agentes productores que no tienen participación en el transporte por oleoductos.

CF: Ingreso anual reconocible como Costos Fijos, reconoce el flujo de los costos de Operación, Administración y Mantenimiento estimados durante el horizonte de proyección y es calculado con la tasa de descuento antes de impuesto.

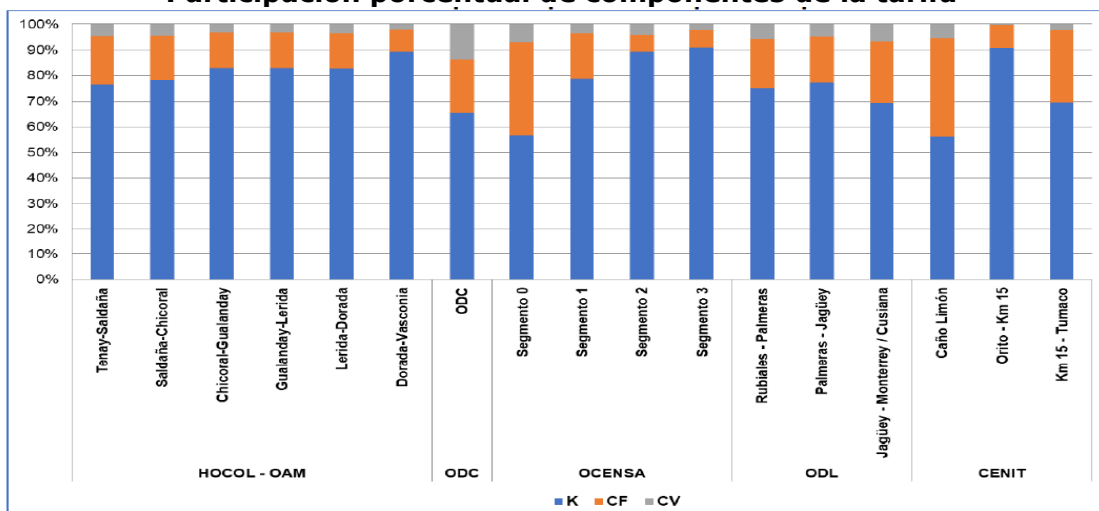
Los gastos en mantenimiento deben ser consistentes con lo publicado por el transportador en los Boletines de Transporte por Oleoducto (BTO).

A: Ingreso anual reconocible o descontable por el factor de ajuste tarifario. Aplica cuando hay diferencias superiores al 10% entre el ingreso anual real del transportador y el que habría percibido si se aplica la tarifa establecida a los volúmenes realmente transportados.

Q: Volumen anual equivalente de crudo a transportar. Es el flujo proyectado de volúmenes anuales a transportar en dicho periodo calculado con la tasa de descuento antes de impuestos establecida en las resoluciones de transporte.

CV: Costo variable de operación por barril de crudo. Es una cuota constante de ingreso anual requerida para cubrir el flujo de costos anuales variables de operación y mantenimiento que dependen del volumen de crudo transportado, durante el horizonte de proyección, calculada con la tasa de descuento antes de impuesto. Este costo incluye el aporte al fondo de abandono.

**Gráfico 2.**  
**Participación porcentual de componentes de la tarifa**



Fuente: (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021)

La Resolución 72146 tuvo una modificación pues mediante Resolución 31123 de mayo de 2019 se incluyó en el artículo 4 "Revisión de las tarifas" un numeral 4ª que indica que Minenergía podrá, posterior a la fijación de tarifas de transporte por oleoducto, adelantar un estudio técnico – económico que evalúe la pertinencia de llevar a cabo la actualización o modificación de la metodología vigente y de acuerdo con los resultados del mismo modificar las tarifas.

Las tarifas se establecen por trayectos, cada tramo de oleoducto entre una entrada y salida tiene su propia tarifa, por lo que la tarifa general será la sumatoria de las tarifas individuales de cada trayecto por el que tenga que pasar el crudo y esto hace que sea muy amplio el rango de costos de transporte de crudo pues dependerá no solo de la distancia sino también del oleoducto específico por el que pase.

En 2019 se abrió la posibilidad de tener negociaciones entre remitentes y transportadores (Res Minenergía 31123 de 2019) y a raíz de ello hubo propuestas por parte de los remitentes en las que la tarifa se reducía hasta 50% cosa que el Minenergía no aceptó, manteniendo los niveles de ingreso de Cenit para el período tarifario actual (2019-2023) (Auditoría de Cumplimiento a Cenit 2020, CGR).

Cabe recordar que a raíz de la crisis de precios del petróleo en 2020 como consecuencia de la pandemia COVID19, se hizo una negociación entre operadoras y oleoductos para rebajar temporalmente las tarifas hasta un 50%.

En conclusión, el componente K en el cálculo de las tarifas es el que genera descontento, cosa detectada tanto en la consultoría de Delvasto 2021 como en las auditorías realizadas por la Contraloría General de la República CGR, ya que no tiene en cuenta la depreciación de los activos (oleoductos), factor que incide directamente en el costo de la tarifa aplicada.

## **7. Costo de operación de la producción de petróleo en Colombia - 2014-2020**

Para el 2020 se puede apreciar que el volumen de crudo evacuado de barriles por Ecopetrol a través de sus oleoductos correspondió a 118 MBbls de

una producción total de 189 MBbbls, es decir que transportó por oleoductos un 63% de su producción (ver Cuadro .)

**Cuadro 3.**  
**Participación de las tarifas y el transporte por oleoductos en el costo de producción del petróleo, Colombia, periodo 2014-2020 USD/BI**

Empresas	Longitud Km oleoductos	Descripción	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		Costo de extracción de un barril de petróleo USD/BI	11,3	7,3	6,4	7,6	8,6	8,5	7,5
		Costo de un barril transportado por Oleoductos USD/BI Año Tarifario	8,82	2,58	1,95	2,28	1,35	1,73	1,73
Ecopetrol S.A	180	Tarifa promedio en oleoductos por un barril Ecopetrol USD/BI	0,33	0,33	0,33	0,72	0,72	0,33	0,32
		Millones de Barriles Totales Año Tarifario	149,01	157,61	147,80	131,47	117,36	118,32	118,32
		Producción Participación Ecopetrol (solo Petróleo) MBbbls	211,57	213,95	202,07	198,91	200,28	199,99	188,87
Cenit: Cenit, Ocesa, ODC, ODL y OBC	4.749	Costo de un barril transportado por Oleoductos USD/BI	2,86	1,81	2,02	2,37	2,12	1,96	1,96
		Tarifa promedio en oleoductos por un barril Cenit USD/BI	1,8	1,79	1,91	2,42	2,44	1,66	1,63

Fuente: Ecopetrol S.A y Cenit, cálculos incorporados DESME CGR, 2021.

## 7.1 Costo de Extracción, transporte y tarifa de transporte

En 2020, a Ecopetrol S.A le costaba 7,5 dólares en promedio extraer un (1) barril de petróleo, 1,73 dólares transportarlo por sus oleoductos y 0,32 dólares la tarifa de oleoductos. Esto quiere decir que transportar un (1) barril de petróleo por sus oleoductos representaba un 23% de lo que le valía extraerlo, y la tarifa un 4% del costo total de extraerlo.



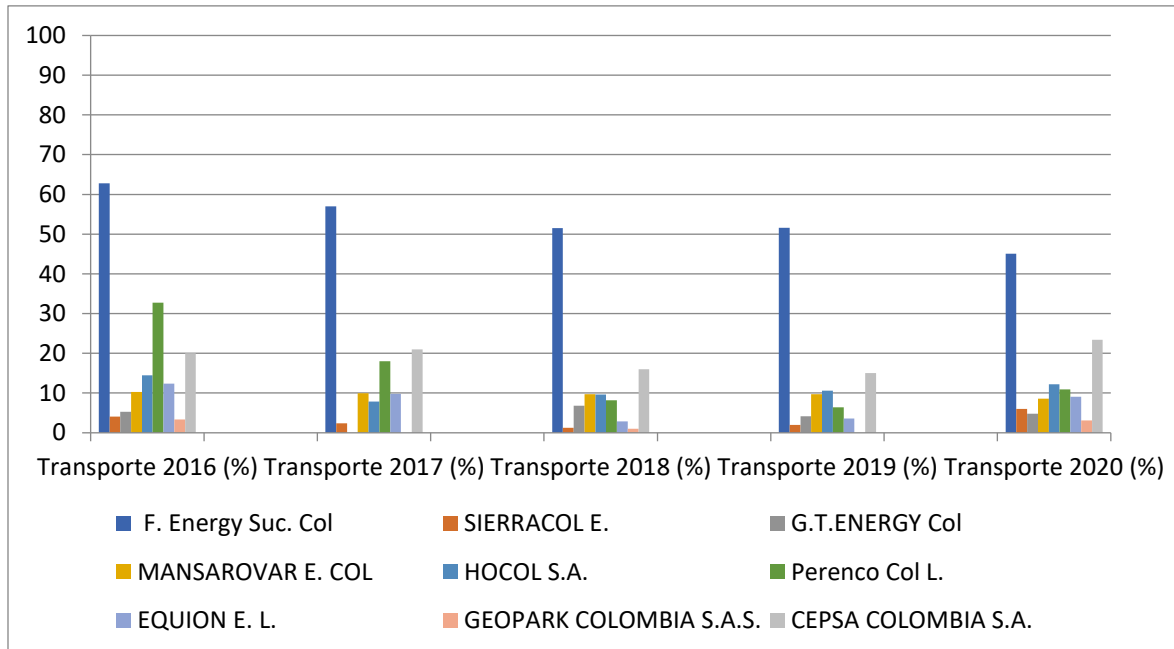
Por otro lado, en los oleoductos de participación mayoritaria de Cenit el costo de transportar un (1) barril de petróleo en 2020 era de 1,96 dólares mientras que la tarifa de oleoductos costaba 1,63 dólares. Transportar un (1) barril de petróleo por los oleoductos de Cenit en 2020 representaba 26% de lo que valía extraerlo, y la tarifa de oleoductos un 21% del costo total de extraerlo.

Es claro que, dada la mayor extensión en km de los oleoductos de Cenit, los costos de transporte sean mayores, así como el promedio de la tarifa anual por cada barril de petróleo.

## **7.2. Costos y gastos de operación de las principales transportadoras y productoras de crudo por oleoductos en Colombia - 2016-2021**

A continuación, se presenta la participación del transporte y la producción en los costos y gastos de operación de crudo en Colombia por parte de Ecopetrol S.A. y las demás transportadoras de crudo privadas quienes también hacen parte de las principales productoras de crudo en el país actualmente.

**Gráfico 3.**  
**Peso de los costos del transporte en el total de los costos y gastos de operación de las principales transportadoras y productoras de crudo por oleoductos en Colombia 2016-2020**



Fuente: Estados Financieros 2016-2020 de las transportadoras, reportados en el Sistema Integrado de Información Societaria SIIS, Superintendencia de Sociedades, Colombia, cálculos DESME CGR.

Los costos de transporte de las empresas productoras y transportadoras de crudo se dan principalmente mediante la operación con carrotanques o a través de oleoductos, en éste último la tarifa de transporte fijada por el Minenergía en Colombia tiene una gran incidencia en el costo que afrontan las transportadoras privadas distintas a las pertenecientes al Grupo Ecopetrol, puesto que a las transportadoras privadas les cuesta más poder competir con quienes son los poseedores de la gran mayoría de infraestructura de oleoductos en Colombia.

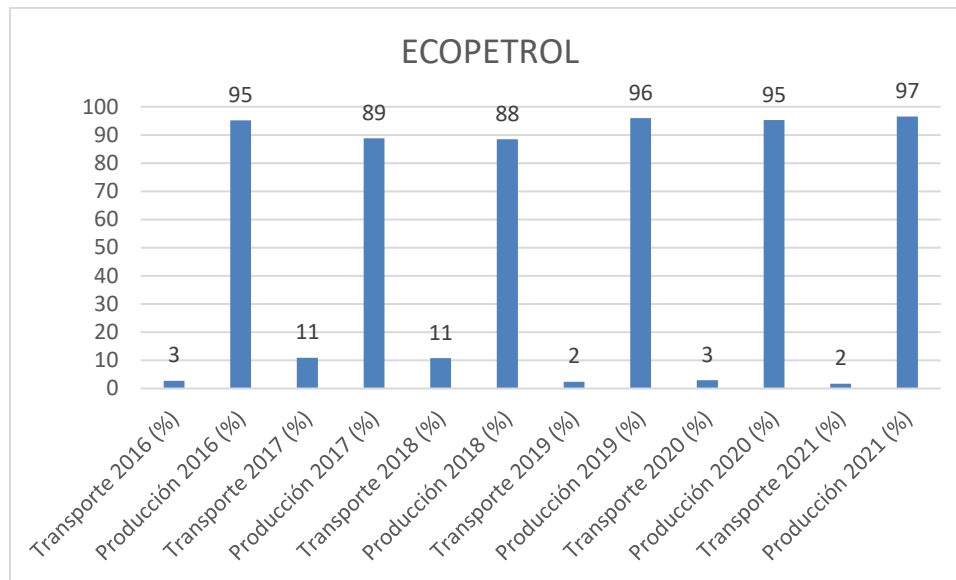
Los costos de producción son aquellos incurridos para operar y mantener pozos productivos, así como los equipos e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción de petróleo y gas a la superficie,

su recolección, tratamiento y procesamiento, así como el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren, a menos que agreguen reservas, en cuyo caso se capitalizan. (Mansarovar Energy Colombia Ltd).

Las empresas productoras y transportadoras de crudo en Colombia distintas a Ecopetrol S.A., con un mayor costo en transporte con respecto a los costos y gastos totales de operación en el periodo analizado 2016-2021, son principalmente Frontera Energy, Perenco Colombia Limited y Cepsa Colombia S.A. A estas empresas les cuesta en promedio un 14% transportar su crudo y un 38% la producción respecto del total de costos y gastos de su operación. Ver gráfico 3.

Por su parte Ecopetrol S.A., la mayor empresa productora y transportadora de crudo en Colombia, presenta un escenario de bajo costo en el transporte de crudo frente al total de sus costos y gastos de operación, que en promedio no supera el 5%. Además, sus costos de producción tienen un mayor peso con respecto al total de costos y gastos de operación, están por encima del 93 %. Ver gráfico 4.

**Gráfico 4.**  
**Costos y gastos de operación de Ecopetrol S.A. como transportador y productor de crudo por oleoductos en Colombia 2016-2021**



Fuente: Estados Financieros consolidados 2016-2019 de Ecopetrol S.A., cálculos DESME CGR.

Lo anterior nos indica que, para Ecopetrol S.A., gracias a que cuenta con infraestructura propia para el transporte de crudo por oleoductos en Colombia, no le cuesta tanto como a los operadores privados evacuar su crudo de las zonas de producción.

## 8. Las tarifas de transporte de crudo en la región

Para poder evaluar si los costos de transporte de crudo en Colombia son razonables se hizo un intento de comparación con otros países. Es una comparación muy limitada dado que cada país tiene metodología, geografía e infraestructura diferente y adaptada a sus características particulares, sin embargo, se puede dar una noción sobre este aspecto.

## 8.1. México

México produce 1910 kbpd de los cuales 86% es crudo y el resto gas (BP, 2021), exporta 1252 kbpd y tiene una carga de refinación de 591 kbpd. Pemex, la petrolera estatal mexicana es la encargada de operar la red de oleoductos en ese país, la cual cuenta con cerca de 10.000 km de tubería asociada a 340 proyectos (Llano & Flores, 2017) aunque otras fuentes citan cerca de 5217km (Pemex, 2019) sin embargo cabe destacar que en México hay ductos que son usados para gas y crudo (oleogasoductos) por lo que probablemente la discrepancia está en la inclusión o no de estos ductos.

La organización del sector es parecida a la colombiana, donde se tiene la Secretaría de Energía SENER (como el Minenergía colombiano), la Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH (como la ANH colombiana), la Comisión Reguladora de Energía CRE (como la CREG colombiana) y a Pemex que es la estatal petrolera similar a Ecopetrol S.A. pero sin su componente privado.

La CRE es la encargada de regular las tarifas de transporte por oleoducto y las fija según resoluciones dependiendo del tramo. Se estima que por sus redes se transportan cerca de 674 kbpd de crudo (Pemex, 2019) que es cerca del 40% de su producción. La red de oleoductos trabaja con una capacidad subutilizada (cerca del 32% de la capacidad total) al contrario de Colombia donde muchas líneas operan casi a carga completa y el factor de utilización se estima en 95% (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021)

A diferencia de Colombia, en México los tramos de oleoducto son más cortos pues la producción petrolera está más cerca de las refinerías y puertos y eso debería implicar menores costos de transporte, datos que no se encuentran discriminados pero si se toma como referencia el costo de producción promedio (entre 6 y 11 USD/Bbl) (Delvasto & Echevarria

Asociados, 2021) y se comparan con los colombianos (entre 17 y 33 USD/Bbl) (Asociación Colombiana del Petróleo, 2020) es evidente que México es más competitivo y parte de ello debe ser atribuible a los menores costos de transporte.

## **8.2. Brasil**

Brasil produce 3026 kbpd (BP, 2021) y tiene cargas de refinación de 1769 kbpd. Cerca del 96% del petróleo es producido por Petrobras.

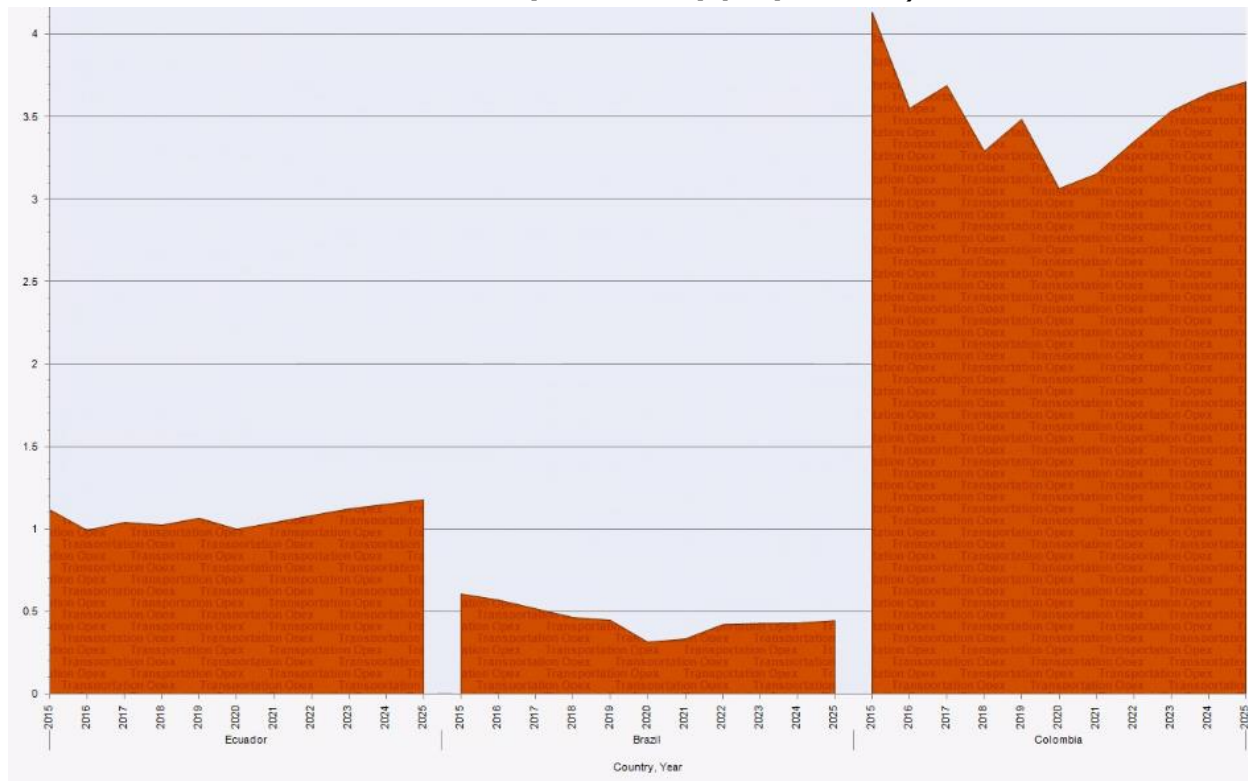
En la legislación brasileña hay dos categorías de oleoductos: de transporte y de transferencia, en los primeros se transporta el crudo de agentes diferentes a los dueños del oleoducto; mientras que la segunda categoría solo aplica para movimientos de crudo de los dueños del ducto. El dueño de un oleoducto de transporte tiene prohibido el transporte de sus propios productos. (Global Legal Group, 2021)

Todos los agentes tienen el mismo derecho de usar un oleoducto de transporte y es un tema regulado por la ANP. Hay una oferta pública de capacidad de transporte para asegurar que todos los agentes interesados en transportar su crudo tengan el mismo trato.

Existe además la posibilidad de que un agente le pida al dueño del oleoducto de transporte, que haga expansión de su línea siempre y cuando ese agente se encargue de los costos correspondientes.

En la Ley brasileña el contrato de transporte de crudo por oleoducto puede ser acordado entre las partes de manera libre incluyendo aspectos como la tarifa, es decir, no es regulado.

**Gráfico 5.**  
**Costos operacionales de transporte para petróleo para Ecuador, Brasil y Colombia**  
**2015-2025 (históricos y proyectados)**



Fuente: Rystad Energy

### 8.3. Ecuador

Ecuador produce aproximadamente 530 kbpd y tiene cargas de refinación promedio de 139 kbpd (BP, 2021). La empresa estatal es Petroecuador y representa cerca del 80% de la producción total del país (Delvasto & Echevarria Asociados, 2017).

La organización del sector incluye al Ministerio de Recursos No Renovables (equivalente a Minenergía) a la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos ARCH (equivalente a la ANH) adscrita al Ministerio de Hidrocarburos (equivale también a Minenergía, aunque puede asemejarse a una Dirección de Hidrocarburos).

El crudo se produce principalmente en el Amazonas y en la zona noreste. Ecuador cuenta con 2 oleoductos principales SOTE (Sistema Oleoducto Trans-Ecuatoriano) y el OCP (Oleoducto de Crudos Pesados), cerca del 70% del crudo viaja por el primer sistema (Delvasto & Echevarria Asociados, 2017). Adicionalmente hay un oleoducto transnacional denominado Transandino (OTA) que en 300km conecta a Ecuador con Colombia y va hasta Tumaco. Se transportan cerca de 501 kbpd por el sistema de oleoductos, con un factor de utilización del 61.9% en promedio, para el SOTE el factor de utilización es casi 92% y para el OCP es de 37,9%. (Banco Central del Ecuador, 2021)

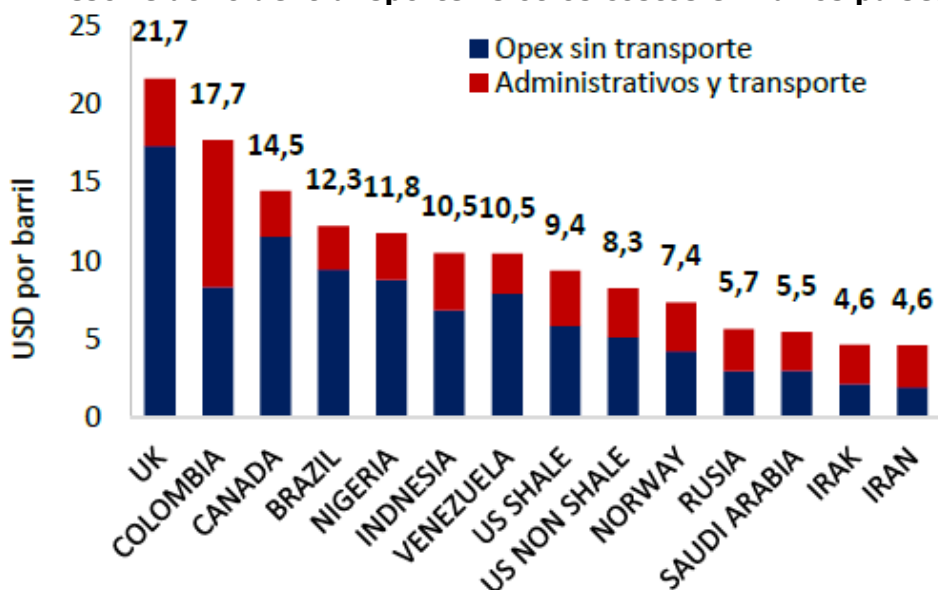
La ARCH fija las tarifas de acuerdo con los costos, gastos y una rentabilidad razonable sobre las inversiones, conforme a las prácticas petroleras internacionales. Ecuador tiene características similares en longitud y orografía a las colombianas y sería de esperar que el transporte de crudo tenga un peso similar; sin embargo, esto no es así, los costos de operación de transporte de petróleo son menos de la mitad del promedio colombiano como puede verse en el gráfico 5.

#### **8.4. Análisis comparativo con otros países**

En un análisis hecho por la ACP en 2017 se concluía que los costos de transporte en Colombia eran significativamente superiores a los de otros países petroleros, tal y como se muestra en el Gráfico 6.



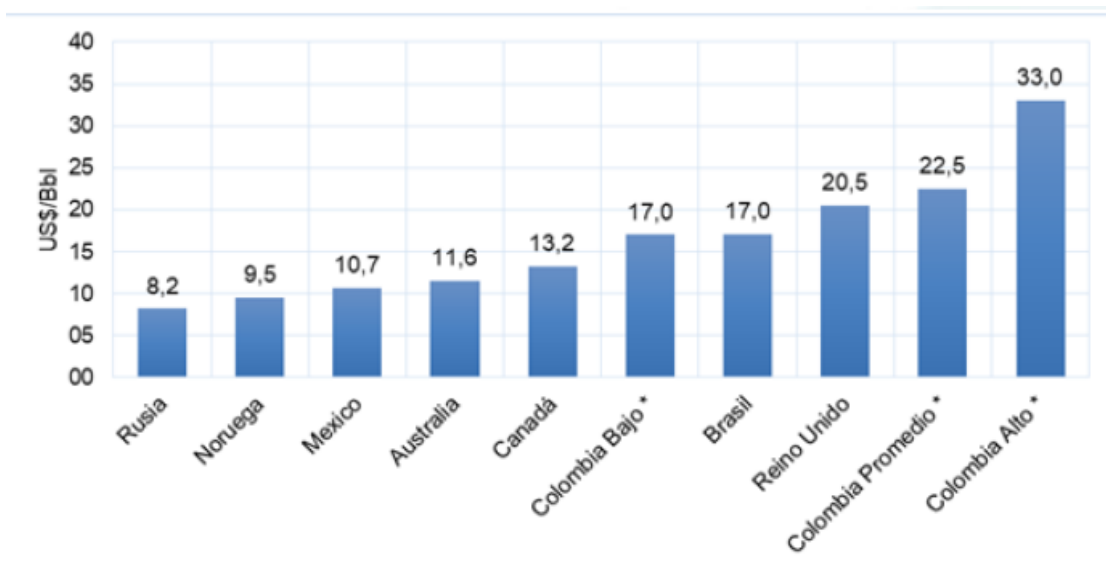
**Gráfico 6.**  
**Peso relativo del transporte vs otros costos en varios países**



Fuente: Statista.com;WSJ. Cálculos ACP.

Por su parte la consultoría de Delvasto (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021) hizo una comparación de costos de producción 2020 (lifting cost) tomando un informe de Rystad Energy y ACP (Ver Gráfico 7).

**Gráfico 7.**  
**Comparativos costos de producción de petróleo**



Fuente: (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021)

Es notorio como Colombia no ha mejorado significativamente entre 2017 y 2020 y su competitividad sigue limitada. Es posible explicar que parte de los altos costos en el país son atribuibles al transporte del crudo y también a que la situación de orden público haga parte del mayor peso que tienen los costos de transporte, aunque la CGR no encontró datos al respecto.

## **9. Posición dominante en el transporte de crudo por oleoductos en Colombia**

Como se mencionó anteriormente el Grupo Ecopetrol con seis (6) de sus empresas: Cenit, Ocesa, Oleoducto de Colombia (ODC), Oleoducto de los Llanos (ODL), Oleoducto Bicentenario (OBC) y Ecopetrol S.A poseen el 78% de la extensión de éstos oleoductos en el país con alrededor de 4.781 kms, mientras que los restantes 1.544 kms es decir el 22% de los oleoductos son operados por empresas de menor capacidad, por lo anterior es un mercado que se encuentra bajo un único control empresarial y en el que los demás transportadores por oleoductos en Colombia poseen un menor margen dada su baja capacidad instalada en oleoductos.

Debe verse aquí cómo se establece la prelación en el uso de los oleoductos. P.ej. Ocesa tiene el siguiente orden de prelación:

- Asignación para el derecho de preferencia, que son los socios de Ocesa productores de crudo.
- Nominaciones bajo contratos de transporte (capacidad comprometida).
- Nominaciones adicionales de remitentes no-propietarios y terceros sin acuerdo.
- Nominaciones restantes.

Como puede verse en este caso, la prelación es principalmente para los socios y en ese caso es Ecopetrol, quien tendrá siempre la prelación para

transportar su crudo. Si la capacidad del oleoducto está llena no será posible atender nominaciones adicionales y por lo tanto no es culpa del oleoducto que existan empresas que queriendo transportar su producción no puedan hacerlo al estar en una posición última en el orden de prelación y esto no va en contra de la libre competencia, según la SIC (Res. 23039 de 2013).

Un ejemplo de endogamia<sup>6</sup> empresarial, como puede verse en el cuadro 4, lo representa Ecopetrol, que es tanto la principal productora de crudo como transportadora del mismo por poseer el 100% de acciones de Cenit, la cual a su vez tiene diferentes participaciones en los oleoductos del país:

“...La participación de Cenit en las filiales de transporte por oleoductos, al 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:

- Oleoducto de Colombia -ODC: 51%
- Oleoducto del Llano-ODL: 65%
- Oleoducto Bicentenario de Colombia-OBC: 55%
- Oleoducto Central S.A. (Ocensa): 73%...” [CGR, Informe de Auditoría

Financiera a CENIT vigencia 2020, pg. 6].

---

<sup>6</sup> *Endogamia: Según la Real Academia de la Lengua, la endogamia hace referencia al rechazo a la incorporación de miembros ajenos a un grupo social en particular. Aunque usualmente el término es usado para describir dinámicas sociales (matrimonios entre familiares) también puede ser usada para describir fenómenos corporativos (endogamia empresarial) donde la participación accionaria en un activo proviene en apariencia de accionistas independientes, pero estos a su vez están relacionados entre sí bien sea por pertenecer al mismo negocio o tener similares intereses.*

**Cuadro 4.**  
**Ductos principales de los Transportadores en Colombia**

<b>Trayecto General (ductos principales)</b>	<b>Transportador</b>	<b>% propiedad indirecta de Ecopetrol</b>
Ceveñas-Cartagena	Cenit	100%
Apiay-Monterrey	Cenit	100%
Caño Limón-Coveñas	Cenit	100%
Santiago-Porvenir	Cenit	100%
Tenay-Vasconia	Ocensa	96%
Vasconia-Coveñas	Hocol	73%
Cupiagua-Coveñas	Bicentenario	73%
Rubiales-Monterrey/Cusiana	ODC	65%
Araguaney-Banadia	ODL	56%

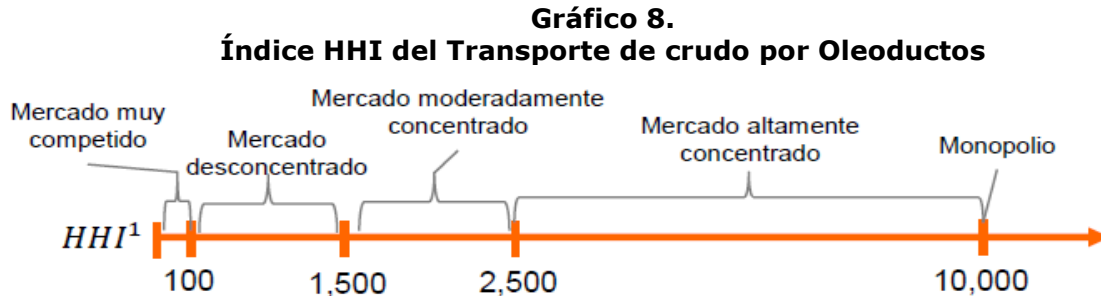
Fuente: (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021) con información de la Securities and Exchange Commission.

Pero no es la única, por ejemplo, Frontera Energy, la cuarta productora de crudo en el país después de Ecopetrol, Geopark y Sierracol Energy Arauca Llc en 2021, posee el 43% del OBC, 59,3% del ODL, 1,2% del OAM, 1% de ODC y 90,6% de OGD (Frontera Energy, 2021).

Lo anterior implica que en Colombia la mayor parte de la infraestructura de transporte de crudo pertenece a los clientes que la utilizan, y hay una integración vertical de facto en el negocio de producción y transporte; lo cual no tendría nada de problemático si no fuera porque hay más empresas productoras que al no poseer acciones en sistemas de oleoductos no pueden acceder a esos sistemas de transporte disfrutando de los mismos beneficios y atención que si tienen las operadoras que poseen acciones en oleoductos.

Adicionalmente, la consultoría de Delvasto (Delvasto & Echevarria Asociados, 2021) hizo el cálculo de índice de concentración Herfindahl-Hirschma (HHI). Este índice es una medida de tipo absoluto, que mide la concentración económica de un mercado o inversamente la falta de competencia en un sistema o sector económico. Resulta de la sumatoria de los

cuadrados de las participaciones de las firmas que componen un mercado (Superintendencia de Industria y Comercio, 2015). En el Gráfico 8, se aprecian los intervalos de HHI y su correspondiente significado.



Fuente: (Superintendencia de Industria y Comercio, 2015)

En la consultoría Delvasto 2021, el HHI para oleoductos encontró un valor de 2.798, que se categoriza como un Mercado Altamente Concentrado, lo cual era ya diagnosticado por la Superintendencia de Industria y Comercio desde 2013 (Superintendencia de Industria y Comercio, 2013).

Este hecho tiene implicaciones importantes pues debe recordarse que parte de la metodología tarifaria actual incluye la negociación entre agentes (remitentes y transportadores). Según el artículo 3 de la Res. 31123 de 2019, se llega a un acuerdo de tarifas cuando la cantidad de remitentes (operadoras) que aprueban el acuerdo corresponda a más del 50% del volumen transportado y Ecopetrol es, en ese aspecto, también el mayor usuario de oleoductos con el 78% del volumen que se mueve en los oleoductos. Esta característica de Ecopetrol, de ser el mayor remitente y accionista de transportadores, implica que el esquema tarifario, a la luz de la Resolución 31123 no puede ser eficaz, pues la posición de Ecopetrol incide directamente y de manera dominante en los resultados de negociación de tarifas.

## 10. Conclusiones y recomendaciones

- La CGR encuentra que la competitividad en los mercados interno y externo del crudo se ha visto limitada debido a los altos costos del transporte del crudo en Colombia durante el periodo 2014-2021.

- Se revisó el proceso mediante el cual se está determinando la tarifa de transporte por oleoductos en Colombia, y aunque se ajusta a la normatividad vigente, es viable revisar la misma en cuanto a su actual metodología, principalmente en lo que tiene que ver con el ingreso anual reconocible por remuneración al capital (K), el cual es el componente con mayor implicación en la fórmula pues representa un 70% de la misma y es el que genera descontento al no tener en cuenta la correcta depreciación de los oleoductos, por lo que la CGR insta a Minenergía a que revise este tema.

- Con ocasión de las afectaciones económicas presentadas producto del covid-19 en 2020 se presentaron alivios económicos que permitieron reducir las tarifas de transporte de crudo por oleoductos, y cuyos efectos deben ser analizados cuando se realice la reevaluación del esquema tarifario.

- En la comparación de Colombia con países como Brasil y Ecuador se encuentra que el transporte de crudos influye significativamente en los costos de producción de la industria, y que en promedio en Colombia se paga más por los costos operativos de transporte, situación en la cual las tarifas de transporte contribuirían al encarecimiento de los costos de producción.

- En agosto de 2022 el Ministerio de Minas y Energía informó a la CGR que:

1. Mediante Resolución número 01143 del 24 junio 2022 se ordena la apertura del concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 con el objeto de contratar una consultoría para apoyar a la Dirección de Hidrocarburos en la formulación de la regulación tarifaria del transporte de crudo por oleoductos aplicable en Colombia, que incluya componentes económicos, financieros, técnicos, jurídicos y de análisis de impacto normativo (AIN).
2. Mediante Resolución número 01212 del 14 Julio 2022 ordena adelantar una convocatoria pública para conformar una lista corta de auditores externos para realizar las auditorías de que trata el artículo 23 de la Resolución 72145 de 2014, en relación con el transporte de crudo por oleoductos.
3. Mediante Resolución número 01281 del 27 julio 2022 adjudica el concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 al CONSORCIO MIN-OLEODUCTOS 2022.
  - Las gestiones administrativas adelantadas por el Ministerio de Minas y Energía se encaminan a establecer la nueva metodología tarifaria que regirá a partir de 2023, la cual debería corregir varias de las preocupaciones descritas en este informe y no afectar las Finanzas de la Nación, pero hasta tanto no se expidan los actos administrativos correspondientes no es posible hacer un análisis de los cambios suscitados.
  - Se recomienda una actualización de este estudio una vez se hayan oficializado los cambios reglamentarios en la metodología tarifaria con el fin de confirmar o refutar la hipótesis inicialmente planteada de forma definitiva.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- ANH. (2007). *Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogota.
- ANH. (2020, 06 1). *Producción Fiscalizada de Crudo 2020*. Retrieved from Agencia Nacional de Hidrocarburos: <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>
- ANH. (2021, 06 1). *Producción Fiscalizada de Crudo 2020*. Retrieved from Agencia Nacional de Hidrocarburos: <https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n>
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2020, Abril 22). Informe Económico. *Doble Crisis Covid-19 y Guerra de Precios del Petróleo: Impacto Para Colombia y el Sector Hidrocarburos*. Bogotá.
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2020). *Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros*. Bogotá.
- Banco Central del Ecuador. (2021). Reporte del Sector Petrolero. *IV Trimestre de 2020*. Ecuador.
- BP. (2021, Julio). *Statistical Review Of World Energy*. Londres, Reino Unido.
- Contraloría General de la República, CGR. (2020 ). *Auditoría Financiera a Cenit* .
- Contraloría General de la República; CGR. (2020). *Auditoría de Cumplimiento a Cenit* .
- Delvasto & Echevarria Asociados. (2017, Diciembre). Diagnóstico General del Sistema de Transporte por Oleoducto. *Documento Compilado, Diagnóstico y Propuestas Metodológicas*. Bogotá.
- Delvasto & Echevarria Asociados. (2021, Junio). Resultados de la Consultoría. *Estudio Acerca De La Metodología Para La Fijación De Tarifas De Transporte De Crudo Por Oleoductos*. Bogotá.
- Ecopetrol S.A. (2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020). *Informes de Gestión*. Bogotá.
- Ecopetrol S.A. (2016-2019). *Estados Financieros consolidados* .
- Frontera Energy. (2021). *Annual Information Form*. Toronto.
- Frontera Energy. (2021). *Management, Discussion & Analysis for 2020*. Toronto.
- Global Legal Group. (2021). *International Comparative Legal Guide* . Retrieved from Brazil: Oil and Gas Regulations: <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/brazil>
- Llano, M., & Flores, C. (2017). Ductos. ¿Por dónde circulan los hidrocarburos en México? México: Fundación Heinrich Böll.
- Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. Cuadernos PNUD.
- Minenergía. (2014). *Resolución 72146 establece la metodología vigente para la fijación de tarifas por el transporte de crudo por oleoductos*.
- Minenergía. (2016). *Resolución 31285 modifica la Resolución 72146 de 2014*.
- Minenergía. (2019). *Resolución 31123; Revisión de las tarifas*.
- Minenergía. (2021). *Resolución 00902 ordenó la realización de auditorías a los transportadores de crudo para el periodo 2015-2019*.
- Minenergía. (2022). *Resolución 01143 ordena la apertura del concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 contratar una consultoría para apoyar a la Dirección de Hidrocarburos en*



*la formulación de la regulación tarifaria del transporte de crudo por oleoductos en Colombia.*

Minenergía. (2022). *Resolución 01212 convocatoria pública para conformar una lista corta de auditores externos para realizar las auditorías en relación con el transporte de crudo por oleoductos.*

Minenergía. (2022). *Resolución 01281 adjudica el concurso de méritos abierto No. 015 de 2022 al CONSORCIO MIN-OLEODUCTOS 2022.*

Pemex. (2019). *Anuario Estadístico*. Mexico.

Portafolio. (2020, Mayo 20). *Gobierno intervendría tarifas de transporte por oleoductos. Economía, Portafolio.*

Presidencia de la República de Colombia. (1953). *Decreto 1056 Código de Petróleos.*

Superintendencia de Industria y Comercio. (2013). *Promoción de la Competencia en el acceso a oleoductos en Colombia (2010-2012)*. Bogotá.

Superintendencia de Industria y Comercio. (2015). *Medidas de Concentración y Estabilidad del Mercado*. Bogota.

Superintendencia de Sociedades, Colombia. (2016-2020). *Estados Financieros de las transportadoras reportados en el Sistema Integrado de Información Societaria SIIS.*

UPME. (2018). *Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos*. Bogotá.