JUNIO DE 2021

RESULTADOS CONSULTORÍA:

ESTUDIO ACERCA DE LA METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

DOCUMENTO PÚBLICO

CONSULTOR CONTRATISTA*: DELVASTO Y ECHEVARRIA Y ASOCIADOS
Y CONSEJEROS EN GAS Y ENERGÍA LTDA

CONTRATANTE**: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

El futuro es de todos | Minenergía

DELVASTO & ECHEVERRÍA

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TABLA DE CONTENIDO

DESEMPEÑO OPERATIVO ACTUAL DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA 7

Características de los agentes de la cadena del petróleo 7

Producción de crudo en Colombia..... 7

Reservas y Factor R/P..... 11

Productores/operadores en Colombia..... 12

Transportadores por oleoducto en Colombia 20

COMERCIALIZADORES 55

UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE..... 60

DESEMPEÑO OPERACIONAL DE ACUERDO CON LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA ESTRUCTURA TARIFARIA ACTUAL 104

CONCLUSIONES SOBRE FACTORES DE DESEMPEÑO OPERACIONAL. 131

LA COMPETITIVIDAD 135

DESEMPEÑO ECONÓMICO Y FINANCIERO DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA..... 146

Contexto económico y financiero..... 146

Contexto Económico 146

- PIB e Inflación..... 147
- Inversión Extranjera Directa 147

- Exportaciones 149
- Producción y Precios de Petróleo..... 149

Desempeño Financiero 153

INVERSIÓN..... 155

CONCLUSIONES 159

Capital invertido en construcción..... 159

Determinación del período de recuperación de la Inversión 161

RIESGOS Y TASA DE REMUNERACIÓN DE LA INVERSIÓN (WACC)..... 164

Tasa de descuento - WACC..... 166

CONSIDERACIONES DE LA TARIFA DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO 168

Proyecciones del desempeño económico financiero del sector de transporte de crudos por oleoductos en Colombia 171

Proyección de la tarifa de transporte 171

Proyección de producción en zonas conectadas al sistema de transporte por oleoducto. 179

Proyección de volúmenes de crudo transportados por oleoducto..... 188

Desarrollo Proyecciones escenario Consultoría 195

Análisis Proyecciones Tarifas escenarios Bajo y Alto con relación al escenario Base: 197

SELECCIÓN DE LOS REFERENTES INTERNACIONALES COMPARABLES CON EL MERCADO COLOMBIANO DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS..... 198

Criterios de selección de países referentes internacionales..... 198

Primer criterio de selección de países referentes: factor r/p y producción de petróleo. 198

Segundo criterio de selección de países referentes: diferencia (producción – consumo) de petróleo de cada país. 201

Tercer criterio de selección de países referentes: producto interno bruto (pib) 202

Análisis de los países seleccionados como referentes internacionales y propuesta de la consultoría. 204

Análisis de la infraestructura..... 204

Análisis de desarrollo industrial y regulatorio..... 204

Propuesta de la consultoría 204

Resultado de la selección 205

Comparación del mercado colombiano con cuatro (4) referentes internacionales 205

❖ **MÉXICO..... 205**

- Análisis operativo 206

❖ **ESTADOS UNIDOS..... 214**

- Análisis operativo 214

❖ **CANADÁ 221**

- Análisis operativo 221

❖ **ECUADOR 243**

- Análisis operativo 243

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA FÓRMULA TARIFARIA VIGENTE, PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS 259

Regulación vigente 259

NEGOCIACIÓN 260

FÓRMULA TARIFARIA 262

Conclusiones generales 287

VIABILIDAD DE LA UNIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LAS PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO A TRANSPORTAR A NIVEL PAÍS (CURVA PAÍS) 291

Situación actual de la proyección de los volúmenes de crudo producidos 291

ENTIDAD IDÓNEA PARA LA UNIFICACIÓN DE LA CURVA DEL VOLUMEN DE CRUDO PRODUCIDO Y SU PROYECCIÓN 292

PROPUESTA DE UNIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA 294

IMPACTOS POSIBLES EN EL ABASTECIMIENTO NACIONAL Y REGIONAL, ASÍ COMO EL EFECTO DE LAS DISTORSIONES DEL MERCADO (EN CASO DE QUE ESTAS HUBIERAN EXISTIDO) SOBRE CADA TRAYECTO DE LOS TRANSPORTADORES 295

ESQUEMA GENERAL 300

FÓRMULAS TARIFARIAS 311

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

COMPONENTES DEL WACC 319

ESTRUCTURA DE CAPITAL (Wd y We) 320

COSTO DE LA DEUDA (Kdt, COPS, NOM) 322

COSTO DEL EQUITY O CAPITAL PROPIO ($Ke_{t, COP, NOM}$) 324

Tasa libre de riesgo (RFT, USD) 326

Beta apalancado (BLT) 328

Prima de mercado (pmt) 330

Riesgo país (rpt) 332

Análisis de Escenarios 339

Resultados 340

*** Las opiniones, conclusiones y afirmaciones del documento corresponden exclusivamente al criterio del contratista consultor.**

**** Los resultados del presente estudio, no comprometen la posición del Ministerio de Minas y Energía, ni de su Dirección de Hidrocarburos.**

DESEMPEÑO OPERATIVO ACTUAL DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA

La infraestructura de Transporte en Colombia está diseñada y se ha desarrollado para el manejo del crudo desde los Campos hasta los puntos de almacenamiento, refinación o puertos de exportación, ubicados principalmente en la parte noroeste del país o costa del mar caribe. La capacidad de los oleoductos se diseña fundamentalmente de acuerdo con el volumen de crudo producido, las reservas de cada yacimiento y la calidad del crudo que se va a transportar.

Características de los agentes de la cadena del petróleo

La cadena de valor del petróleo presenta tres eslabones principales de acuerdo con el alcance de la actividad que se desarrollan y la empresa que lo ejecuta respecto a la ubicación del fluido o gas; i). El primer eslabón está relacionado con las actividades de exploración y producción dentro de lo conocido como aguas arriba o “Upstream”, ii) el segundo eslabón de la cadena son las actividades relacionadas al transporte o también en algunos casos distribución del hidrocarburo, conocido el Centro de la corriente o “Midstream” y iii) el tercer eslabón relacionado está relacionado con la refinación y comercialización del crudo, que estaría situado aguas abajo o “Downstream”, para completar todas las actividades relacionadas hoy con la principal fuente de energía y de divisas del país como es el petróleo.

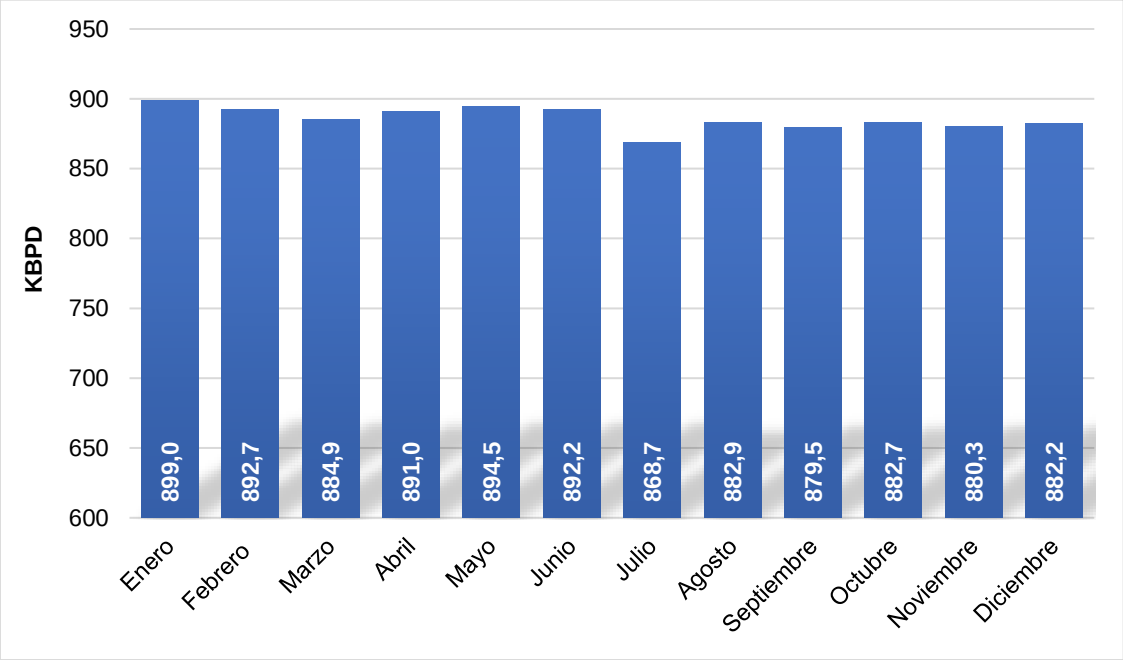
De acuerdo con lo anterior se evidencia que el sector sobre el cual se enfocará la ejecución del presente estudio es el “Midstream”, conformado por distintos agentes que comercian con el crudo, reconocidos principalmente como productores (remitentes) y transportadores. Tanto las actividades de producción y transporte de crudo, como los agentes que las desarrollan, su participación y su actual estado, son referidos a continuación.

Producción de crudo en Colombia

El comportamiento de la producción de crudo durante el primer semestre del año 2020, y su comparación frente a la producción del año 2019, se describe tomando como base la información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, como se aprecia en las siguientes gráficas.

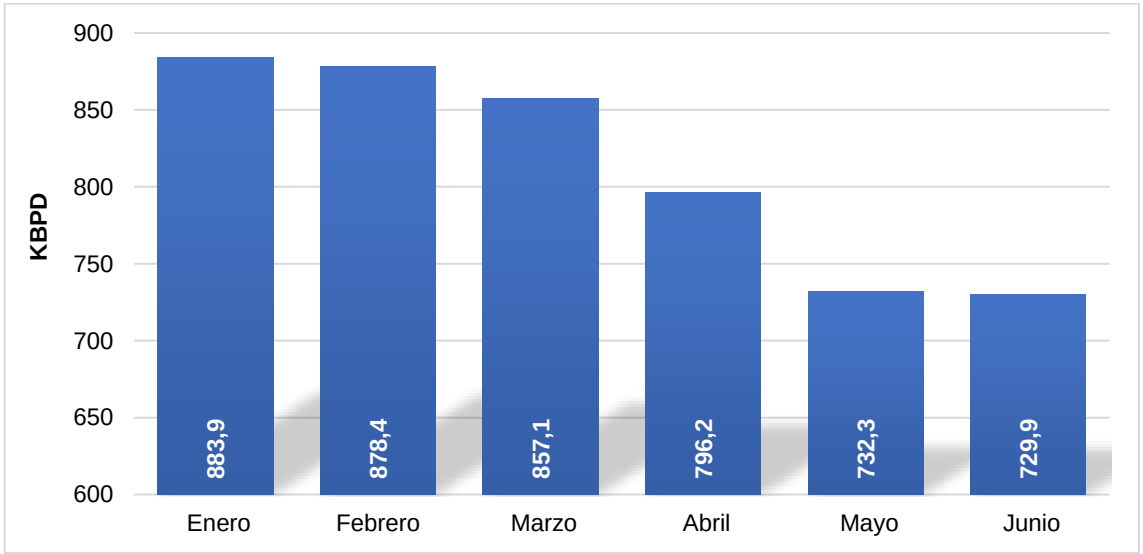
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Producción fiscalizada de petróleo en Colombia, año 2019



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH

Producción fiscalizada de petróleo en Colombia, primer semestre 2020

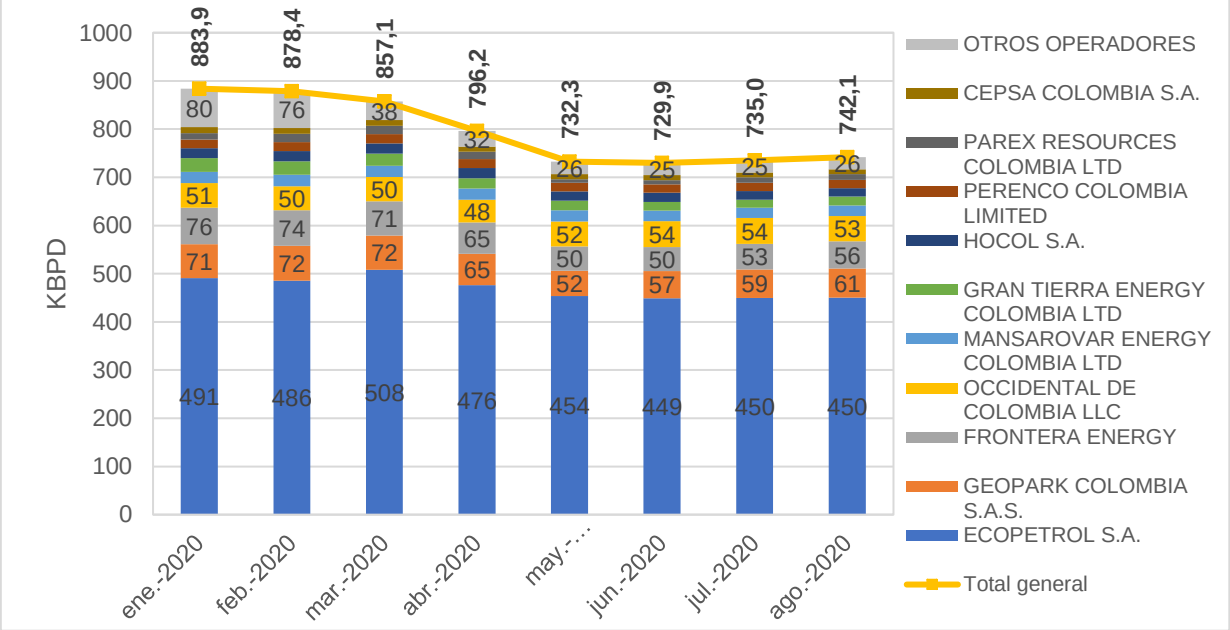


Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH

De las gráficas anteriores se puede apreciar que mientras la producción promedio en 2019 alcanzó los 885,9 KBPD durante el primer semestre de 2020, este valor disminuyó aproximadamente en 73 KBPD, alcanzando en promedio mensual solamente los 812,9 KBPD.

La reducción en términos de porcentaje y la explicación de la caída en la producción de crudo, se refleja igualmente en la siguiente gráfica, en la que se observa la disminución entre 16 y 17% en los meses de junio, julio y agosto, respecto a la producción registrada en enero, de acuerdo con los datos oficiales presentados por la ANH.

Comportamiento de la producción, enero a agosto 2020



Fuente: Equipo Consultor con datos de la ANH

De la gráfica anterior y en concordancia con lo reflejado de las demás gráficas, que corresponden a las condiciones recientes de producción de crudo, y que permitirán realizar comparaciones con el comportamiento histórico de los 5 años anteriores (serie histórica) y con el comportamiento futuro con proyecciones a 10 años, se puede indicar lo siguiente:

- En los primeros tres meses de 2020 se registró una producción promedio de 873,1 KBPD, que se traduce en una disminución del 2,1% frente al mismo periodo de 2019, cuando se reportó un promedio de 892,1 KBPD.

- En marzo de 2020 la producción de crudo fue de 857,1 KBPD, con una reducción del 3% frente al mismo mes de 2019 que correspondió a 884,1 KBPD. La reducción fue del 2,4% con respecto a la producción de febrero de 2020 de 878,3 KBPD, debido principalmente, a temas de orden público y al precio del crudo.

- En abril de 2020 la producción de petróleo de Colombia fue de 796,2 KBPD, lo que representó una disminución del 10,6% en comparación con abril del 2019.

- En junio de 2020 la producción de petróleo fue de 729,9 KBPD, con una disminución del 18,2% frente al mismo mes del año 2019 (892,2 KBPD), y uno de los valores más bajos en diez años, que se dan como consecuencia de la caída en los precios del crudo y la menor demanda del crudo y sus derivados, a su vez consecuencia de la ralentización de la economía por la pandemia de COVID-19.

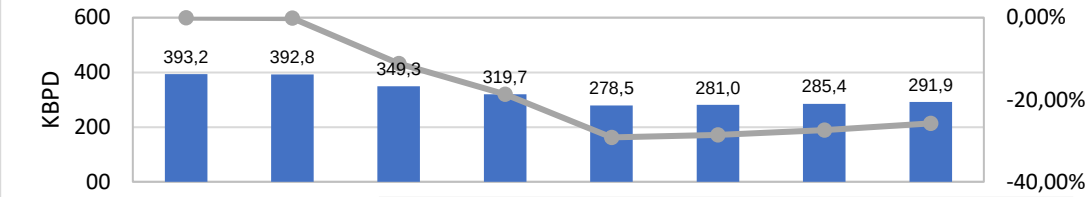
  Es además pertinente mencionar que la baja de los precios internacionales del barril de petróleo generó el aplazamiento o cancelación de compromisos e inversiones exploratorias, así como la desaceleración en las inversiones de desarrollo de los campos, que terminaron afectando la producción de hidrocarburos e incrementando la declinación de los mencionados campos.

- En Julio de 2020 la producción de petróleo fue de 735.000 barriles promedio, valor que representa un aumento de 1% frente a lo que se vio en junio del 2020.

- El declive fuerte en la producción de Ecopetrol se observa a partir de mayo de 2020; Ecopetrol tuvo una reducción en su producción pasando de 490,7 KBPD a 453,8 KBPD, lo que corresponde a una reducción de 7,5%; respecto a enero, a partir de junio la caída es alrededor de 8,4%

- A diferencia de Ecopetrol, la producción agregada de las demás compañías comienza su descenso en marzo, con una caída de 11,2% respecto a enero que se acentuó en abril marcando 18,7% y se profundiza en los siguientes meses como se observa en la siguiente gráfica.

Comportamiento de la producción, enero a agosto 2020



	ene.-2020	feb.-2020	mar.-2020	abr.-2020	may.-2020	jun.-2020	jul.-2020	ago.-2020
Producción Fiscalizada Otras Compañías sin Ecopetrol	393	393	349	320	278	281	285	292
Variación de la Producción Respecto a Enero sin Ecopetrol	0,00%	-0,11%	-11,17%	-18,70%	-29,18%	-28,54%	-27,42%	-25,76%

Fuente: Equipo consultor con datos ANH

Respecto de la disminución de la producción de crudo, en concordancia con lo informado por la ANH, la disminución en la producción de petróleo se presentó principalmente en los Campos Cohembí (Puerto Asís, Putumayo), Acordionero (San Martín, Cesar), Capella (La Macarena, Meta), Rubiales (Puerto Gaitán, Meta), Ceibo (Cabuyaro, Meta), Chiricoca y Tigana (Tauramena, Casanare), y Pauto Sur (Yopal, Casanare).

Reservas y Factor R/P

En consonancia con el objeto y alcance del estudio, se considera importante para el desarrollo de este, tener en cuenta el parámetro de la relación de Reservas/Producción (R/P), dado que ofrece indicios sobre la utilización y las necesidades de las regiones o sectores que realizan la expansión de la red de oleoductos.

Sobre la misma relación R/P, de acuerdo con el reporte de la ANH[1], las reservas probadas de petróleo de Colombia llegaron a 2.041 millones de barriles, frente a los 1.958 millones de barriles reportados el año anterior, lo cual representa un aumento del 4%. En consecuencia, para el año 2019 Colombia tiene reservas probadas de 2.041 millones de barriles, que equivalen a 6,3 años de consumo, con una producción promedio de 865.000 barriles diarios, destinada en un 50 por ciento al consumo interno del país y el resto a la exportación.

[1] https://www.anh.gov.co/datos-estadisticas

Se precisa respecto del Factor R/P, que debido al decremento en la producción diaria, la tasa con la cual se determinó dicho factor cambia, razón por la cual el número de años aumenta dada la menor tasa de extracción, asociada a los aspectos del precio y pandemia.

Igualmente, conforme lo indicado por la ANH, a nivel regional para el año 2020, el Departamento del Meta aportó un 46% de las reservas probadas del país (936,8 MMbls), seguido por Casanare el 20% (41.3 MMbls) y Santander con un 10% del total (201,9 MMbls). Rubiales (248 MMbls), Chichimene (152 MMbls) y Castilla (123 MMbls) encabezan la lista de campos con mayores reservas probadas.

Respecto del nivel de reservas, Colombia al igual que los demás países productores siempre está en la búsqueda de aumentarlas, ofreciendo a las compañías áreas exploratorias en bloques de interés y flexibilizando los modelos de contratos de exploración y producción.

No obstante, lo anterior, la situación social presentada durante el año 2020 y la crisis de precios generaron un doble choque en la demanda de crudo, que afectó no sólo a Colombia sino al mundo entero. La pandemia condujo a una reducción drástica en el consumo de energéticos a nivel global, que llevó tanto a la disminución de la utilización de los oleoductos y a la afectación en el valor de las tarifas, calculadas bajo otros escenarios, como a la saturación de la capacidad de almacenamiento de crudo en el mundo, situación que a su vez impactó en los precios internacionales del petróleo.

Productores/operadores en Colombia

En Colombia la producción de crudo se concentra en algunas regiones o departamentos específicos, y, cambia con el tiempo, debido no sólo a la declinación natural de los yacimientos, sino también a diferentes factores propios del negocio de crudo y a otros externos, de tipo socioeconómicos; igualmente la sostenibilidad de la producción depende, entre otras razones, de la actividad exploratoria, de la reclasificación de las reservas, de los avances tecnológicos, del nivel de producción, de los tipos de contrato y del precio del barril en el mercado internacional.

Bajo este contexto, el precio de petróleo juega un papel importante, tanto en la determinación de la tasa de producción y en el nivel de las reservas, como en la viabilidad del desarrollo de nuevos proyectos de explotación de crudo, y, en el desarrollo de otras actividades de la cadena de valor, como es el transporte de crudo por oleoductos.

Sumado a lo anterior, bajo la evidente interrelación de las actividades de producción y transporte de crudo, cobra importancia el hecho de conocer el comportamiento de los agentes del sector y analizar las cifras y soportes reportados, dentro del desarrollo de la actual y de la eventual nueva metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo

por oleoductos, sin dejar de lado la consideración de los temas ya referidos, asociados a la ubicación geográfica de cada sistema y al factor R/P.

En consonancia con lo expuesto, como muestra representativa de los principales productores en Colombia y para efectos de los análisis de este estudio, se seleccionaron inicialmente los 50 campos productores de mayor producción, basados en la producción promedio del 2019, que representan el 79% de la producción de ese año, como se aprecia en la siguiente tabla (1/2).

Así mismo, en la continuación de la tabla (2/2), se observa la producción con corte a junio de 2020, destacándose una reducción de 8.2% con respecto al total promedio nacional de 2019.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Campos de mayor producción de crudo en Colombia (1/2)

CAMPO	OPERADOR	VOLUMEN KBPD	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CONTRATO
RUBIALES	ECOPETROL	119.3	META	PUERTO GAITAN	RUBIALES
CASTILLA	ECOPETROL	64.4	META	CASTILLA NUEVA	CUBARRAL
CHICHIMENE	ECOPETROL	48.1	META	ACACIAS	CUBARRAL
QUIFA	FRONTERA	47.5	META	PUERTO GAITAN	QUIFA
CASTILLA NORTE	ECOPETROL	40.9	META	ACACIAS	CUBARRAL
LA CIRA INFANTAS	ECOPETROL	30.1	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	LA CIRA INFANTAS
PAUTO SUR	EQUION	26.4	CASANARE	YOPAL	PIEDEMONTE
JACANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	25.4	CASANARE	VILLA NUEVA	LLA 34
CAÑO LIMON	OCCIDENTAL	22.2	ARAUCA	ARAUCA	CRAVO NORTE
TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	20.0	CASANARE	TAURAMENA	LLA 34
CHICHIMENE SW	ECOPETROL S.A.	19.9	META	GUAMAL	CUBARRAL
AKACIAS	ECOPETROL S.A.	17.3	META	ACACIAS	CPO 9
ACORDIONERO	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	17.3	CESAR	SAN MARTÍN	MIDAS
YARIGUÍ-CANTAGALLO	ECOPETROL S.A.	14.0	BOLIVAR	CANTAGALLO	MAGDALENA MEDIO
INFANTAS	ECOPETROL S.A.	12.3	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	LA CIRA INFANTAS
CASABE	ECOPETROL S.A.	10.4	ANTIOQUIA	YONDO	MAGDALENA MEDIO
MORICHE	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	10.3	BOYACA	PUERTO BOYACA	NARE
OCELOTE	HOCOL S.A.	9.4	META	PUERTO GAITAN	GUARROJO
TIGANA NORTE	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	8.7	CASANARE	TAURAMENA	LLA 34
COSTAYACO	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	6.7	PUTUMAYO	VILLAGARZON	CHAZA
PALAGUA	ECOPETROL S.A.	6.7	BOYACA	PUERTO BOYACA	PALAGUA
CASTILLA	ECOPETROL S.A.	6.1	META	ACACIAS	CUBARRAL
CUPIAGUA	ECOPETROL S.A.	5.8	CASANARE	AGUAZUL	ECOP-SDLA-OP-DIRECTA

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

CAMPO	OPERADOR	VOLUMEN KBPD	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CONTRATO
CHIPIRÓN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	5.6	ARAUCA	ARAUCA	CHIPIRÓN
GUANDO	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED.	5.6	TOLIMA	MELGAR	BOQUERÓN
TUA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	5.5	CASANARE	TAURAMENA	LLA 34
COHEMBI	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S.	5.2	PUTUMAYO	PUERTO ASIS	SURORIENTE
AVISPA	FRONTERA ENERGY COLOMBIA CORP SUCURSAL COLOMBIA	4.9	META	CABUYARO	GUATIQUIA
FLOREÑA	EQUION ENERGÍA LIMITED	4.6	CASANARE	YOPAL	PIEDEMONTE
CAÑO SUR ESTE	ECOPETROL S.A.	4.5	META	PUERTO GAITAN	CAÑO SUR
BACANO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	4.3	CASANARE	VILLA NUEVA	CABRESTERO
TELLO	ECOPETROL S.A.	4.2	HUILA	NEIVA	CAMPOS TELLO Y LA JAGUA
INDICO	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA	4.1	META	CABUYARO	CPO 5
REX NE	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.9	ARAUCA	ARAUQUITA	COSECHA
YARIGUÍ-CANTAGALLO	ECOPETROL S.A.	3.8	SANTANDER	PUERTO WILCHES	MAGDALENA MEDIO
CARICARE	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.8	ARAUCA	ARAUQUITA	RONDÓN
PLATANILLO	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LTD	3.8	PUTUMAYO	PUERTO ASIS	PLATANILLO
JAZMIN	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	3.8	BOYACA	PUERTO BOYACA	NARE
LLANITO UNIFICADO	ECOPETROL S.A.	3.7	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	MAGDALENA MEDIO
APIAY	ECOPETROL S.A.	3.7	META	VILLAVICENCIO	APIAY

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

CAMPO	OPERADOR	VOLUMEN KBPD	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	CONTRATO
FINN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.6	ARAUCA	ARAUQUITA	COSECHA
MOQUETA	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	3.5	PUTUMAYO	MOCOA	CHAZA
FLOREÑA MIRADOR	EQUION ENERGÍA LIMITED	3.4	CASANARE	YOPAL	PIEDEMONTE
TIGANA SUR	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	3.4	CASANARE	TAURAMENA	LLA 34
CAÑO YARUMAL	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.2	ARAUCA	ARAUCA	CRAVO NORTE
ABARCO	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	3.2	BOYACA	PUERTO BOYACA	NARE
ANDINA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	3.1	ARAUCA	TAME	CAPACHOS
CAÑO RONDÓN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.1	ARAUCA	ARAUQUITA	RONDÓN
MARIPOSA	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA	3.1	META	CABUYARO	CPO 5
CUPIAGUA LIRIA	ECOPETROL S.A.	3.0	CASANARE	AGUAZUL	RECETOR
TOTAL		**697**			
TOTAL PRODUCCION FISCALIZADA KBPD 2019		**886**			

Fuente: Equipo Consultor con información de la ANH

Campos de mayor producción de crudo en Colombia – 2020 (2/2)

Campo	Operadora	PRODUCCIÓN PROMEDIO [KBPD]	Departamento	Municipio
RUBIALES	ECOPETROL S.A.	106.9	META	PUERTO GAITAN
CASTILLA	ECOPETROL S.A.	67.5	META	CASTILLA NUEVA+ACACIAS

CONTRATISTA: DELVASTO Y ECHEVARRIA Y ASOCIADOS Y CONSEJEROS EN GAS Y ENERGÍA LTDA
CONTRATANTE: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Campo	Operadora	PRODUCCIÓN PROMEDIO [KBPD]	Departamento	Municipio
CASTILLA NORTE	ECOPETROL S.A.	48.2	META	ACACIAS+CASTILLA NUEVA
CHICHIMENE	ECOPETROL S.A.	47.8	META	ACACIAS+GUAMAL
QUIFA	FRONTERA ENERGY	39.8	META	PUERTO GAITAN
TIGANA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	33.6	CASANARE	TAURAMENA
LA CIRA	ECOPETROL S.A.	27.2	SANTANDER	BARRANCABERMEJA
Jacana	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	26.0	CASANARE	VILLA NUEVA
CAÑO LIMÓN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	21.1	ARAUCA	ARAUCA+ARAUQUITA
YARIGUÍ-CANTAGALLO	ECOPETROL S.A.	19.8	BOLIVAR+SANTANDER	CANTAGALLO+PUERTO WILCHES
CHICHIMENE SW	ECOPETROL S.A.	19.3	META	GUAMAL+CASTILLA NUEVA+ACACIAS
PAUTO SUR	ECOPETROL S.A.	14.8	CASANARE	YOPAL
AKACIAS	ECOPETROL S.A.	14.6	META	ACACIAS+GUAMAL
ACORDIONERO	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	12.5	CESAR	SAN MARTÍN
INFANTAS	ECOPETROL S.A.	11.3	SANTANDER	BARRANCABERMEJA
CASABE	ECOPETROL S.A.	10.7	ANTIOQUIA	YONDO
MORICHE	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	9.6	BOYACA	PUERTO BOYACA
OCELOTE	HOCOL S.A.	9.5	META	PUERTO GAITAN
REX NE	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	9.1	ARAUCA	ARAUQUITA
	EQUION ENERGÍA LIMITED	7.9	CASANARE	YOPAL
CEIBO	FRONTERA ENERGY	6.8	META	CABUYARO
PALAGUA	ECOPETROL S.A.	6.8	BOYACA	PUERTO BOYACA
COSTAYACO	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	6.4	PUTUMAYO	VILLAGARZON
SURIA	ECOPETROL S.A.	5.8	META	VILLAVICENCIO
CAÑO SUR ESTE	ECOPETROL S.A.	5.5	META	PUERTO GAITAN

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Campo	Operadora	PRODUCCIÓN PROMEDIO [KBPD]	Departamento	Municipio
CHIPIRÓN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	5.1	ARAUCA	ARAUCA+ARAUQUITA
INDICO	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA	5.0	META	CABUYARO
CUPIAGUA	ECOPETROL S.A.	5.0	CASANARE	AGUAZUL
GUANDO	PERENCO COLOMBIA LIMITED	5.0	TOLIMA	MELGAR
LLANITO UNIFICADO	ECOPETROL S.A.	4.7	SANTANDER	BARRANCABERMEJA
ANDINA	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	4.5	ARAUCA	TAME
TELLO	ECOPETROL S.A.	4.1	HUILA	NEIVA
SAN FRANCISCO	ECOPETROL S.A.	3.8	HUILA	NEIVA+PALERMO
JAZMIN	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	3.3	BOYACA	PUERTO BOYACA
CAÑO YARUMAL	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	3.1	ARAUCA	ARAUCA
VELASQUEZ	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	3.1	BOYACA	PUERTO BOYACA
TUA	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	3.1	CASANARE	TAURAMENA
PLATANILLO	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LTD	3.0	PUTUMAYO	PUERTO ASIS
GUANDO SW	PERENCO COLOMBIA LIMITED	3.0	TOLIMA	MELGAR
DINA TERCIARIO	ECOPETROL S.A.	2.9	HUILA	AIPE
APIAY	ECOPETROL S.A.	2.9	META	VILLAVICENCIO
CARICARE	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	2.8	ARAUCA	ARAUQUITA
ABARCO	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	2.8	BOYACA	PUERTO BOYACA
MOQUETA	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	2.6	PUTUMAYO	MOCOA
FINN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	2.6	ARAUCA	ARAUQUITA
BACANO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	2.6	CASANARE	VILLA NUEVA
GIRASOL	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	2.6	BOYACA	PUERTO BOYACA

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Campo	Operadora	PRODUCCIÓN PROMEDIO [KBPD]	Departamento	Municipio
MARIPOSA	ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA	2.5	META	CABUYARO
CAÑO RONDÓN	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	2.4	ARAUCA	ARAUQUITA
FLOREÑA	ECOPETROL S.A.	2.4	CASANARE	YOPAL
TOTAL PRODUCCIÓN KBPD PROMEDIO 2020 PRINCIPALES 50 CAMPOS		**675.60**		
TOTAL PRODUCCIÓN NACIONAL KBPD PROMEDIO 2020		**813.0**		

Fuente: Equipo Consultor con información de la ANH

De acuerdo con los datos de los productores/operadores a cargo de estos 50 campos, se determinó que el volumen total de crudo que éstos aportaron en 2019 fue de 837,8 KBPD, cifra que corresponde al 95% de 885,9 KBPD, producción total del país para ese año.

A continuación, se hace una breve descripción de los once principales productores definidos para esta parte del estudio, seleccionada teniendo en cuenta que el volumen de sus producciones respecto al total del país corresponde al 95%.

Los datos tomados, tanto de los campos, como de la producción total por productor/operador en el 2020, hacen parte de los reportes oficiales de la ANH en su página oficial.

Empresas productoras del 95% del crudo del país

ORDEN	COMPAÑÍA	VOLUMEN KBPD	%
1	ECOPETROL S.A.	477.23	58.7%
2	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	64.76	8.0%
3	FRONTERA ENERGY	64.21	7.9%
4	OCCIDENTAL DE COLOMBIA LLC	50.59	6.2%
5	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	23.44	2.9%
6	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	23.31	2.9%
7	HOCOL S.A.	20.23	2.5%
8	PERENCO COLOMBIA LIMITED	18.49	2.3%
9	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	13.14	1.6%
10	CEPSA COLOMBIA S.A.	11.29	1.4%
11	EQUION ENERGÍA LIMITED	10.05	1.2%
SUBTOTALES		**776.7**	**95.5%**
TOTAL 2020		**813.0**	

Fuente: equipo consultor con información de los agentes

Transportadores por oleoducto en Colombia

Las dos formas más eficientes de transportar hidrocarburos en grandes volúmenes son los buques y las tuberías, dependiendo entre qué puntos se tiene que transportar. Los ductos son los más usados en tierra firme y operan las 24 horas del día, en todas las estaciones y bajo casi todas las condiciones climáticas, a un determinado costo de operación y mantenimiento de acuerdo a esas mismas condiciones.

Los oleoductos en Colombia conectan las áreas aisladas de producción de petróleo crudo con las refinerías o puertos de exportación. En Colombia existe una red de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico (Coveñas y Santa Marta) y Pacífico (Buenaventura y Tumaco). Cada oleoducto de acuerdo tiene un diseño particular y adicionalmente, en concordancia con la topografía y la distancia de su recorrido cuenta con estaciones de bombeo, que aportan la energía suficiente para entregar el producto, sin considerar el relieve del país.

Mucho más que un sistema de transporte de hidrocarburos, el oleoducto es el eslabón maestro de la industria petrolera entre la producción y sus diferentes usos finales, constituyéndose en la forma más rápida, rentable y segura de transportar crudo a través de grandes distancias.

La red de oleoductos en Colombia supera los 6.100 kilómetros, y son estos tubos los encargados de llevar el crudo desde los pozos de producción hasta las refinerías, puertos o sitios de almacenamiento. En el momento se cuenta con 15 empresas transportadoras, esto debido a la compra a comienzos de 2020 de Amerisur por parte de Geopark, estas empresas son las encargadas de una red de 55 oleoductos, que a la vez están conformados por 77 tramos o divisiones por condiciones operativas o facilidades en Campo, que permiten el transporte por oleoducto del crudo producido en el país.

Estos tramos tienen resolución mediante la cual se fija la tarifa de transporte de crudo por oleoducto; lo que los convierte en tramos de oleoductos con cumplimiento de todos los requisitos solicitados por la reglamentación actual.

Analizada la información enviada por los Agentes transportadores, se encuentra que se reporta un oleoducto, con dos tramos más, que han entrado en servicio en los últimos meses y que a la fecha no registran Resolución de fijación de tarifas. Estos tramos corresponden al ODCA, Oleoducto De Casanare. Este oleoducto es propiedad de Geopark Colombia y se encuentra localizado en el Departamento de Casanare.

Otro tramo que tampoco está en el listado oficial es el que va de San Fernando a Apiay en el departamento del Meta, y que transporta los crudos de los pozos de Castilla y Chichimene, dos de los tres campos de mayor producción en el país con alrededor de 110 KBPD. Este oleoducto es propiedad de CENIT y fue construido en el año 2018, se une al oleoducto Apiay – Monterrey y permite la evacuación de los crudos hacia el interior del país y puertos de exportación

Las principales empresas transportadoras y los oleoductos operados por éstas, incluyendo el nombre del oleoducto, su ubicación, tramo, diámetro y longitud, se relacionan en la tabla a continuación.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Empresas transportadoras y oleoductos en Colombia para el año 2020

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S	Oleoducto Vasconia - Galán	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Vasconia - Galán	Vasconia	GBR (Casa Bombas N° 8)	20	171.48	195	184
	Oleoducto Coveñas - Cartagena	NORORIENTE (Norte de Santander, cesar y Boyaca)	Coveñas – Cartagena	Planta Coveñas	Reficar	18	123.31	165	153.9
	Oleoducto Galán - Ayacucho 18"	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Galán - Isla VI	Galán	Isla IV trampa intermedia	18	29.99	96	88.6
			Isla VI - Ayacucho	Isla IV trampa intermedia	Ayacucho	18	157.35	96	88.6

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
	Oleoducto Ayacucho - Galán 14"	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Ayacucho - Galán (Isla VI)	Ayacucho	Galán	14	185.85	51	45
	Oleoducto Ayacucho - Galán 8"	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Ayacucho - Galán CIB	Ayacucho	Galán (Casa Bombas N° 8)	8	188.97	20	18
	Oleoducto Ayacucho - Coveñas 16"	NORORIENTE (Norte de Santander, cesar y Boyacá)	Ayacucho - Cicuco 16"	Ayacucho	Cicuco	16	157.08	64	57.9
			Cicuco - Coveñas 16"	Cicuco	Coveñas	16	128.31	64	58.7
	Oleoducto Ayacucho - Coveñas 24"	NORORIENTE (Norte de Santander, cesar y Boyacá)	Ayacucho - Coveñas 24"	Ayacucho	Coveñas	24	302.94	278	251
	Oleoducto Apiay - Monterrey 20" y 30"	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Apiay - Monterrey 20" y 30"	Apiay	Porvenir	20/30	121.25	273	237.5

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
	Oleoducto Monterrey - Altos del Porvenir 20/24	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Monterrey - Altos del Porvenir	Monterrey	Altos del Porvenir	20 / 24	7.30	302	274.8
	Oleoducto Monterrey - Porvenir 12"	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Monterrey - Altos del Porvenir	Monterrey	Altos del Porvenir	12	4.31	70	64.4
	Oleoducto Araguaney - Monterrey o Monterrey - Araguaney a Bicentenario	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Araguaney - Monterrey (Bidireccional a partir del 2014)	Estación Araguaney	Monterrey	14 / 12	103.87	53	45.6
	Oleoducto Transandino (Orito-Tumaco)	TRONCAL	Orito - Km 15	Est. Orito	Punto de Inyección	14	15.18	50	45.4
			Km 15 - Tumaco	Punto de Inyección	Tumaco	10 - 14 - 18	292.02	50	45.2
	Oleoducto Orito - San Miguel	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	San Miguel - Km 58 (Colón)	San Miguel	Batería Colón	12/10	11.01	27	25.7
			Km 58 (Colón) – Yarumo	Batería Colón	Yarumo	12	51.98	27	25.7
			Yarumo - Orito	Yarumo	Orito	12	8.93	27	25.7
	Oleoducto Santana - Yarumo		Santana - Yarumo	Batería Santana	Yarumo	6	37.73	22	20.5
		TRONCAL	Caño Limón – Banadía	Est. Caño Limón	Est. Banadía	18	78.45	250	230

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
	Oleoducto Caño Limón - Coveñas		Banadía - Gibraltar	Est. Banadía	Punto de Inyección	18	48.29	220	202.4
			Gibraltar – Ayacucho	Punto de Inyección	Ayacucho	18 - 20 - 24	344.41	220	202.4
	Oleoducto Yaguará - Tenay	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Yaguará - Tenay	Yaguará	Est. Tenay	8	68.65	22	20.5
	Oleoducto San Fernando - Apiay	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	San Fernando – Apiay	San Fernando	Apiay	30	48.21	273	220.0
	Oleoducto Santiago - Porvenir	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Santiago - Porvenir 10"	Santiago	Est. El Porvenir	10	85.75	26	24.4
	Oleoducto Churuyaco - Orito	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Churuyaco - Km. 15 OTA	Churruyaco	Inyección al OTA	6	17.85	8	6.6
OLEODUCTO CENTRAL S.A - OCENSA	Oleoducto Central S.A - OCENSA	TRONCAL	Segm. 0 - Cupiagua – Cusiana	Cupiagua	Cusiana	16	39.00	198	198
			Segm. 1 - Cusiana - El Porvenir	Cusiana	El Porvenir	30	33.00	745	610
			Segm. 2 - El Porvenir – Vasconia	El Porvenir	Vasconia	30/36	287.00	750	585

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
			Segm. 3 - Vasconia – Coveñas	Vasconia	Coveñas	30	477.00	570	415
ECOPETROL	Oleoducto Chichimene - San Fernando	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Chichimene - San Fernando	Est. Chichimene	San Fernando	16	7.00	120	109
	Castilla - San Fernando	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Castilla - San Fernando	Castilla la Nueva	San Fernando	16	6.08	150	144
	Oleoducto Tello - Dina	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Tello - Dina	Tello	Dina	12	15.77	14.4	13.5
	Oleoducto Tibú - Miramonte	NORORIENTE (Norte de Santander, Cesar y Boyacá)	Tibú - Miramonte Seg. 1	Est. I-21 Tibú	Oleoducto Zulia - Ayacucho	12	16.49	18.9	17.9
	Oleoducto Casabe - Galán	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Casabe - Galán, Seg. 1	Est. Condor, Casabe	Estación Galán	16	9.42	75.8	72.01

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
	Oleoducto El Centro - Galán	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	El Centro - Galán	El Centro (La Cira-Infantas)	Galán (Casa de bombas VIII)	12	26.40	50.5	45.45
	Oleoducto Provincia - Payoa	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Provincia - Payoa	Est. Santos, Provincia	Payoa	6	6.15	15.6	14.82
	Oleoducto Gibraltar - Conex. Caño Limón	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Gibraltar - Caño Limón	Gibraltar	Conexión e inyección en línea Banadia - Ayacucho	4	2.10	3.20	3.04
	Oleoducto Río Ceibas - Tello	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Río Ceibas - Tello	Est. Tratamiento Río Ceibas	Oleod. Tello-Dina	6	9.50	23	21.8

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
	Oleoducto Teca - Vasconia	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Teca - Vasconia	Teca	Vasconia	20	4.06	4.8	4.56
	Oleoducto Yarrirí - Comuneros	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Yarrirí - Comuneros	Yarirí, Campo Cantagallo Isla VI	Comuneros	18	20.03	21.1	20.04
OLEODUCTO DE COLOMBIA S. A	Oleoducto de Colombia	TRONCAL	Vasconia - Coveñas	Vasconia	Est. Caucasia	24	293.00	240	206.6
				Est. Caucasia	Coveñas	24	190.00	240	206.6
OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S	Oleoducto Araguaney - Banadía - BICENTENARIO	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Araguaney – Banadía	Est. Araguaney	Banadía	42	230.00	240	150
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA	Oleoducto Mary - Uchupayaco (OMU)	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Mary - Linda	Est. Mary (Pozos Mary Guayuyaco y Miraflor)	Est. Linda (Pozo Linda)	6	12.20	15	13.8

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
		SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Linda - Toroyaco	Est. Linda (Pozo Linda)	Est. Torrayaco (Pozos Juanambú y Torrayaco)	6	7.20	12.5	11.96
		SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Toroyaco - Uchupayaco	Est. Torrayaco (Pozos Juanambú y Torrayaco)	Trampa Uchupayaco	6	15.00	20.6	19.55
	Oleoducto Costayaco - Uchupayaco	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Costayaco - Uchupayaco	Est. Costayaco (Pozos Mosqueta y Costayaco)	Trampa Uchupayaco	8	9.00	28.8	27.6
	OLEODUCTO UCHUPAYACO - SANTANA	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	UCHUPAYACO – SANTANA	Trampa Uchupayaco	ESTACIÓN SANTANA	8	42.00	28.8	27.6
HOCOL S.A	Oleoducto Alto Magdalena	TRONCAL	Tenay - Saldaña	Estación Tenay	Estación Saldaña	20	104.63	102.946	99.549
			Saldaña _ Chicoral	Estación Saldaña	Estación Chicoral	20	39.00		
			Chicoral – Gualanday	Estación Chicoral	Estación Gualanday	20	7.09		
			Gualanday – Lérida	Estación Gualanday	Estación Lérida	20	72.66		
			Lérida - Dorada	Estación Lérida	Estación Dorada	20	90.60		

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
			Dorada - Vasconia	Estación Dorada	Estación Vasconia	20	82.50		
	OLEODUCTO PURIFICACIÓN - SALDAÑA	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Purificación – Saldaña	PURIFICACIÓN	SALDAÑA	10	14.50	22	13.86
	Oleoducto Hocha - Los Mangos	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Hocha - Los Mangos	Hocha	Est. Los Mangos	8	21.40	16	15.2
	Oleoducto Ocelote - Palmeras	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Ocelote – Palmeras	Ocelote	Est. Palmeras	12	54.10	24.57	20.89
FRONTERA ENERGY CORPORATION LTD.	Oleoducto Guaduas - La Dorada	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Guaduas - La Dorada	Est. Guaduas PF1	Est. La Dorada	10	63.70	39.6	25
OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A	Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Rubiales - Corocora (Palmeras)	Est. Rubiales	EBR 1, Corocora	24	86.00	309.8	300.5
			Corocora (Palmeras)9 – Jaguey	Corocora	Jaguey	24	88.00	309.8	300.5
			Jaguey - Monterrey/Cusiana	Jaguey	Monterrey/Cusiana	24	112.00	309.8	300.5

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
PERENCO COLOMBIA LIMITED	Oleoducto Guando - Chicoral	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca	Guando - Abanico	Est. Guando	Est. Abanico	10	42.40	49	39
			Abanico - Chicoral	Est. Abanico	Estación Chicoral	10	16.70	49	39
	Oleoducto La Gloria Norte - Araguaney	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	La Gloria Norte – Morichal	Est. La Gloria Norte	Est. Morichal	8	13.00	9.04	
			Morichal – Araguaney	Est. Morichal	Est. Araguaney	8	16.60	9.04	
	Oleoducto Sardinas - Araguaney	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Sardinas – Chigüiros	Estación Sardinas	Estación Chigüiros	8	61.80	13.3	
			Chigüiros – Tocaría	Estación Chigüiros	Estación Tocaría	6 - 8	40.07		
			Tocaría – Araguaney	Estación Tocaría	Estación Araguaney	8	16.40		
	Oleoducto Los Toros - Araguaney	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Los Toros - Gaván	Estación los Toros	Estación Gaván	8	62.11		
			Gaván - Barquereña	Estación Gaván	Estación Barquereña	8	17.98		
			Barquereña – Araguaney	Estación Barquereña	Estación Araguaney	8	48.54		

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
MANSAROVAR ENERGY LTD.	Oleoducto Moriche - Jazmín	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Moriche - Jazmín	Mod. Moriche	Mod. II Jazmin	20	14.00	25	20
	Oleoducto Jazmín - Vasconia	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Jazmín - Vasconia	Mod. Jazmin	Est. Vasconia	20	6.53	60	20
	Oleoducto Velázquez - Galán	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Velásquez - Galán	Velásquez 26	Est. Zambito	12	44.00	50	48.5
				Est. Zambito	Est. Cantimplora	12	37.80	50	48.5
				Est. Zambito	Est. Cantimplora	14			
				Est. Cantimplora	Est. Carare	12	44.50	50	48.5
				Est. Cantimplora	Est. Carare	14			
				Est. Carare	Galán (Casa de bombas VIII)	14	62.36	50	48.5

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

TRANSPORTADOR	SISTEMA DE OLEODUCTO	ZONA	TRAYECTO - TRAMO	NODO		DIÁM.	LONG.	CAPACIDAD	
				ENTRADA	SALIDA	Plg	km	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC	Oleoducto Caricare - Caño Limón	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Caricare - Caño Limón	Est. Caricare	Est. Caño Limón	10	36.60	36.5	35.405
EQUION	Oleoducto El Morro - Araguaney	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	El Morro – Araguaney	Est. El Morro	Est. Araguaney	6	26.30		
CEPSA	Jaguar - Santiago	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)		Estación Jaguar	Estación Santiago	8	78.87		
GEOPARK (Amerisur)	Oleoducto Binacional Amerisur	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador	Platanillo - Rio Putumayo	Plataforma 9-Platanillo	Rio putumayo (Frontera Ecuador)			70	7efectiva a2019
	Oleoducto del Casanare	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Segmento 1	Estación Jacana	Estación Jaguey (ODL)	14	9.57	75	
			Segmento 2	Estación Tigana	Estación Jaguey (ODL)	14	32.43		

Fuente: Equipo Consultor con datos de los Agentes

La red de oleoductos en Colombia es un ensamblaje de tubos de acero con diámetros externos que suelen oscilar entre las 4 y 42 pulgadas, con diferentes distancias, siendo el más largo de 836 Kilómetros. Las instalaciones o estaciones de un oleoducto hacen parte del sistema productivo que moviliza el petróleo para hacer posible su comercialización. En torno a este sistema de arterias se crean valiosas dinámicas sociales y económicas, útiles no sólo para los productores de crudo sino también para las comunidades aledañas al lugar de operación, así como para el país entero.

Por otra parte, la construcción y operación de estos sistemas de transporte se realizan siguiendo rigurosos estándares internacionales. Con ello se asegura una operación cuidadosa y respetuosa con las personas y con el entorno.

Dado que los diferentes productos de hidrocarburos son bombeados en la misma tubería (rara vez con dispositivos de separación), se produce cierta mezcla conocida como interfaz. De hecho, al tener los tamaños de lote más pequeños hacen que las pérdidas por interfaz sean más significativas, mientras que algunas secuencias de productos están prohibidas. La planeación de las operaciones implica varias decisiones como la secuencia de productos a inyectar en los nodos de origen, los tamaños de lotes, los tiempos de inicio / final de cada inyección y la secuencia de entregas del producto, entre otros.

Al respecto, Siswanto, Essam & Sarker, 2011 plantean que, "*los problemas de programación de transporte se pueden dividir en subproblemas que se resolverán secuencial o simultáneamente: selección de ruta, secuenciamiento de los lotes y procedimientos de actividades de bombeo".*

De acuerdo con la ubicación de los oleoductos, se puede definir una red o ejes principales de oleoductos en el país, que transportan los crudos de las zonas productoras del este (Llanos) a puertos y refinerías en el nor-oeste (Costa atlántica, Antioquia y Santander), al igual del centro-sur (Huila, Tolima, Caldas y Antioquia) hacia el mismo nor-Oeste y un sistema independiente al suroeste (Nariño y Putumayo) del País. A estas redes están asociados los demás sistemas y tramos de transporte de crudo por oleoducto en Colombia, que de igual manera son importantes y complementarios para transportar el crudo desde los diferentes campos de producción.

De acuerdo con la información las empresas de transporte de crudo por oleoducto encontramos actualmente las siguientes:

Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S. –Cenit-

CENIT inició sus operaciones en el año 2013 y como parte del Grupo Empresarial Ecopetrol desarrolla y ejecuta el negocio de transporte y logística de hidrocarburos (Midstream).

CENIT cuenta con 28 sistemas de transporte que son integrados por una red de Oleoductos de 2.969 km y una red de Poliductos de 3.681 km, mediante los cuales transporta crudo y refinados respectivamente. De igual manera cuenta con infraestructura de almacenamiento de cinco descargaderos: Monterrey, Araguaney, Vasconia, Banadía y Ayacucho, y dos cargaderos en Pozos Colorados y Tocancipá.[2]

De acuerdo con lo indicado en su informe de gestión 2019[3], CENIT cuenta con participación mayoritaria en el capital de Oleoducto Central S.A. (Ocensa) (72,65%), Oleoducto de Colombia S.A. (ODC) (51,28%), Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (Bicentenario) (55,00%) y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. (65,00%) (ODL), la red de oleoductos de estas filiales suma un total de 1.817 km lo que la convierte en el principal jugador del transporte de hidrocarburos en Colombia.

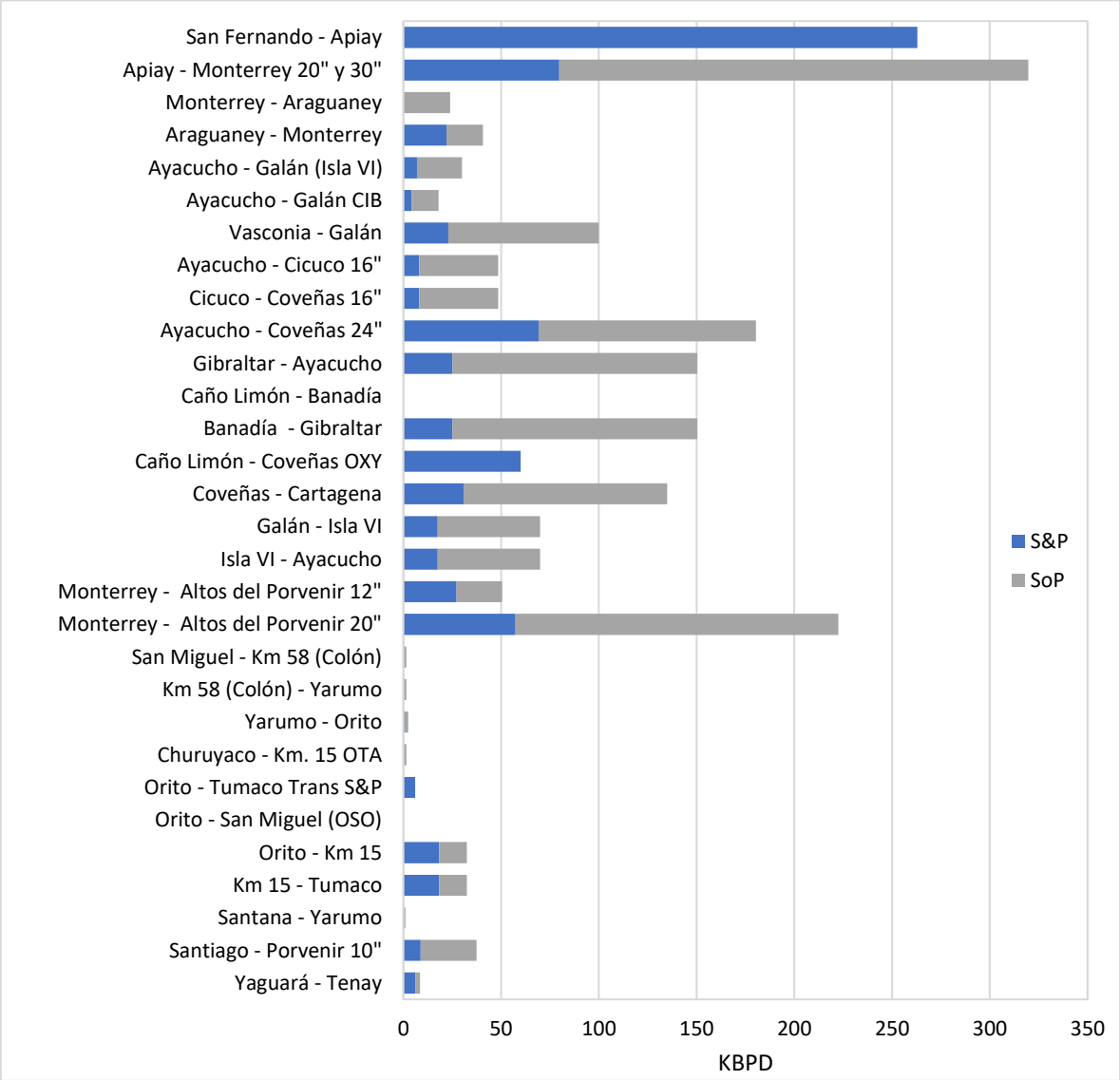
En la siguiente gráfica se observa la contratación en KBPD por tipo de contratos por cada oleoducto, vigentes reportados por el transportador por cada oleoducto reportado. En el caso de la contratación en el sistema Apiay-Monterrey se observa una situación particular en la que la sumatoria de las capacidades de los contratos S&P y SoP supera la capacidad del contrato, no es claro si esto es una situación prevista en el contrato de manejo de volúmenes por modalidad por períodos u otros mecanismos.

[2] https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2020/04/informe-integrado-de-gestion-2019-largo.pdf

[3] Idem

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Número de contratos por tramo por tipo (S&P/SoP)



Fuente: Equipo Consultor con datos aportados por el agente

Cepsa Colombia S.A.

El ducto de esta empresa tiene la finalidad de transportar crudo en especificaciones desde la Estación Jaguar (Puerto Gaitán, Meta) y la Estación Santiago (Maní, Casanare), ésta última operada por Ecopetrol. La longitud estimada del recorrido es de 80+300 km, de los cuales aproximadamente 23+600 km se localizan en el territorio del Departamento del Meta, Municipio de Puerto Gaitán sobre el Río Meta y 56+700 km en el Municipio de Maní en el Departamento del Casanare.[4]

El oleoducto Jaguar – Santiago fue construido originalmente por Hupecol y actualmente es propiedad de propiedad de CEPSA. El sistema permite la conducción del crudo producido en los yacimientos Jaguar, Peguita, Elizita y Caracara, que hoy día corresponde a aproximadamente a 9 KBPD según datos de producción fiscalizada de la ANH para el primer semestre de 2020, aunque en años anteriores llegó a transportar un volumen cercano a los 18 KBPD en el año 2015 es decir un 90% de su capacidad de diseño de 20 KBPD.

Una vez en la Estación Santiago, se realiza la transferencia de custodia para continuar su recorrido pasando por las Estaciones Monterrey, El Porvenir, Vasconia y por lo general llegar finalmente a Coveñas, donde es embarcado para su exportación en buque.

Ecopetrol S.A.

Ecopetrol fue dueña de la mayor parte de los oleoductos y poliductos del país que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos, tanto en el mar Caribe (Coveñas, Cartagena y Santa Marta), como en el océano Pacífico (Tumaco). Tiene participación en el negocio de los biocombustibles y tiene presencia en Brasil, Perú y el Golfo de México (Estados Unidos). Posteriormente cedió parte de estos activos a su filial CENIT.

En el segundo trimestre del 2019, el volumen transportado de crudo aumentó 4.3% frente al segundo trimestre del 2018, como resultado de:

i) La gestión comercial realizada en los descargaderos para reducir los kilómetros en carrotanque y aumentar el transporte por ducto,

---

4 https://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/BTO/Manual-de-transporte-por-sistema-de-oleoductos.pdf

ii) La mayor producción del crudo Castilla es enviado a la refinería de Barrancabermeja
iii) La entrada de crudo del Campo Acordeonero en Ayacucho.

Se destaca que, durante junio, Ocensa logró récord histórico de mayor bombeo diario de 743 KBPD y mensual de 695 KBPD. Aproximadamente el 75.2% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Ecopetrol.

Así mismo, en el segundo trimestre del 2019, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros. No obstante, la operación contingente permitió atenuar estos impactos, situación que resultó en 12 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario. Durante el segundo trimestre de 2019 se presentaron 16 atentados a la infraestructura, un 48% menos que en el segundo trimestre de 2018. Por otro lado, el número de válvulas ilícitas tanto para crudos como para refinados aumentó en un 18.8% (285 durante segundo trimestre 2019 frente a 240 en segundo trimestre del 2018).

Equion Energía Ltd.

El oleoducto de la empresa Equion es de uso privado. El Oleoducto “El Morro – Araguaney” (en adelante “EMA”), se construyó en el año 2001, tiene una longitud aproximada de 26,3 kilómetros de tubería de 6’’. Inicialmente contaba con una capacidad efectiva de 22,300 KBPD y a partir de enero del año 2015 cuenta con una capacidad de 50KBPD. [5]

Su Punto de Entrada se encuentra en inmediaciones del Corregimiento de “El Morro”, Departamento del Casanare, dentro de la Facilidad del “CPF Floreña” y su Punto de Salida se encuentra en inmediaciones de la Vereda “Araguaney”, Municipio de Yopal, Departamento de Casanare. Este oleoducto cuenta con un lleno de línea de 3.101 barriles propiedad de Equion y Ecopetrol S.A. en un 50% para ambas partes. No cuenta con tanques de almacenamiento por lo que no se posee inventario**.**

Frontera Energy Corp.

Por parte de la antigua Pacific se construyó el Oleoducto Guaduas - La Dorada (OGD) entre el 2.000 y 2.001 por GHK, para transportar el crudo de Guaduas PF1, y en el 2.007 los volúmenes descargados en PF2 para ser transportados hasta la Estación La Dorada (Caldas), para Inyectar en el Oleoducto del Alto Magdalena - OAM.

[5] https://www.equion-energia.com/oleoducto-ema/

En su recorrido tiene 7 válvulas de control. Su punto más alto se encuentra en el Km 16+928 a una altura de 1.171 msnm y el más bajo en el Km 57+100 a 142 msnm. Diámetro de 10", Longitud de 63,7 Kms, Capacidad de Bombeo hasta 39,6 KBPD, Vida Útil de 20 años y Vida Útil Remanente de 10 años

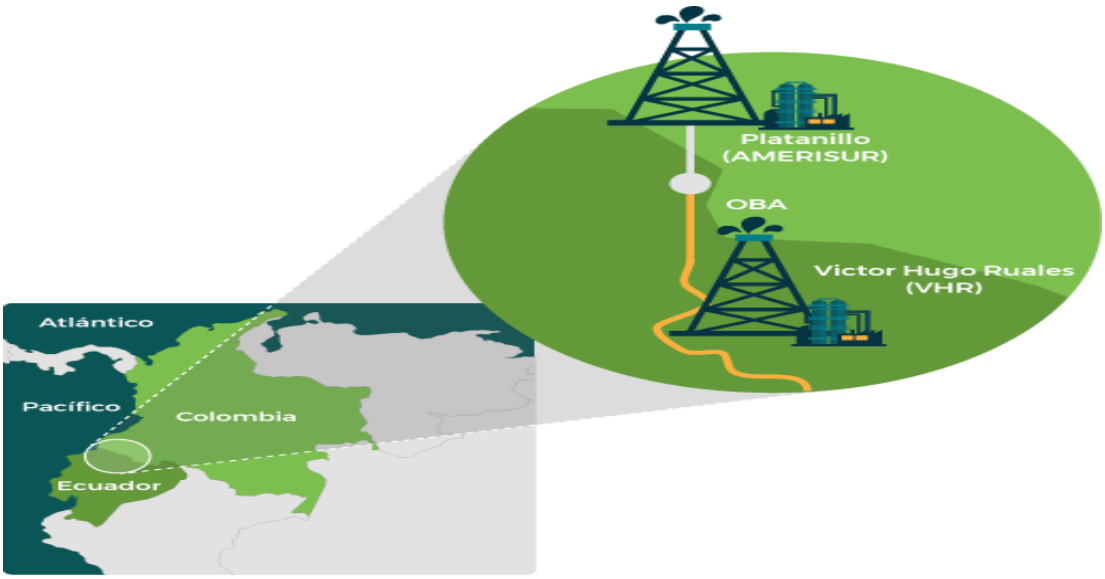
En mayo de 2007 se inicia la construcción de la Estación PF2, la cual está ubicada en el Municipio de Guaduas, su objetivo principal es la mezcla de crudos pesados y livianos entre 12.0 y 61.0 °API. Se realiza la transferencia desde PF2 a través del OGD (Oleoducto Guaduas-La Dorada) hasta la Estación La Dorada; se inyecta de manera directa al OAM (Oleoducto del Alto Magdalena) con destino final en la Estación Vasconia de Cenit. Tiene una capacidad de descargue de 190 carrotanques que corresponden a 40KBPD.

Geopark - Amerisur

El ODCA empezó a operar como Oleoducto el 24 de abril de 2020. El ODCA posee una capacidad potencial de 100KBPD[6], permite el transporte de barriles desde cualquier yacimiento en el bloque Llanos 34 o desde áreas vecinas (incluyendo barriles propios o de terceros).

Como es de conocimiento general, la empresa GeoPark adquirió la empresa Amerisur Resources Plc., lo cual incluye el Oleoducto Binacional Amerisur – OBA, el cual se extiende desde la plataforma 9 del Campo Platanillo en el Municipio de Puerto Asís, hasta la frontera con la República del Ecuador en el Río Putumayo, donde pasa a formar parte de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico -RODA-, operada por Petroamazonas EP, a través del cual Amerisur transportar el crudo de su propiedad, en virtud del Convenio de Cooperación para el Uso de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA)" firmado el 11 de junio del 2015.

[6] 2Q Operational Update: https://www.geo-park.com/files/releases/GeoPark_2Q2020_Operational_Update_ESP_VF_1.pdf



Gran Tierra Energy Colombia

Los oleoductos cuentan con un sistema de trampas de recibo y lanzamiento en Uchupayaco, lugar en el cual se encuentran los fluidos que provienen desde las baterías de bombeo de Costayaco, Toroyaco y Linda. Estos bombeos procedentes de estas baterías no se realizan simultáneamente, ya que existen dos puntos de intersección entre los oleoductos, antes de llegar a la Estación Santana.

El oleoducto Mary – Uchupayaco. Interconecta la línea de flujo proveniente de la batería de bombeo en Toroyaco, a los 7.5 km de su recorrido desde la batería de bombeo en Linda, en dicha intersección se encuentra un juego de válvulas que permite la selección del punto de origen a bombear, ya que desde Toroyaco y Linda no se realiza bombeo en simultáneo.

Los oleoductos de Costayaco – Uchupayaco y Linda – Uchupayaco. Se unen mediante un sistema de trampas en Uchupayaco, donde se cuenta con 2 trampas de recibo, de las cuales una es para los crudos provenientes desde Costayaco y la otra trampa para los crudos provenientes de Linda y Toroyaco; estas trampas permiten la selección de los crudos a direccionar hacia la Estación Santana, los cuales salen desde una trampa de lanzamiento hacia el oleoducto Uchupayaco – Santana, de 8 in de diámetro y 42 km de distancia.

Existen 4 estaciones colectoras de dichos fluidos, que permiten el manejo y tratamiento de estos, logrando así, obtener crudos en especificaciones de despacho; dichas estaciones se encuentran en Costayaco, Toroyaco, Mary y Moqueta siendo ésta última una Estación

donde se realiza un tratamiento primario, pero no se logran especificaciones en el crudo para despacho.

Hocol S.A.

Fundada en 1956 cuando su razón social era Intercol; después de múltiples transacciones de compra y venta a lo largo de los años, desde mayo de 2009 Hocol S.A es parte del Grupo Empresarial Ecopetrol y centra sus operaciones en los valles inferior y superior del Magdalena, los Llanos, y la Guajira. En lo que respecta a sistemas de transporte de hidrocarburos, cuenta con 4 sistemas de oleoductos:

- Oleoducto Alto Magdalena

Ante la imposibilidad de realizar otra ampliación al oleoducto de Ecopetrol (Dina-Puerto Salgar), HOCOL proyectaba la realización de un oleoducto desde Neiva hasta Coveñas, sin embargo, con la participación de Ecopetrol en el proyecto se modificó de forma que se llegó al trazado de lo que es hoy en día el Oleoducto del Alto Magdalena que conecta Neiva y Vasconia. Las obras del Oleoducto comenzaron en mayo de 1989 y para junio de 1992 fue puesto en operación.

- Oleoducto Purificación – Saldaña

Es propiedad 100% de Hocol y conecta las facilidades del Campo Purificación con el Oleoducto del Alto Magdalena (OAM) a la altura del kilómetro 103,7, cerca de la Población de Saldaña. El Campo Purificación está situado sobre las márgenes del río Magdalena aledaño a la cabecera del Municipio del mismo nombre en el Departamento del Tolima, distante 110 km de Ibagué y 160 km de Bogotá.[7]

Este oleoducto tiene una capacidad de diseño de 22 KBPD y tiene una extensión de poco más de 14km en tubería de 10”.

- Oleoducto Hocha - Los Mangos

El Oleoducto La Hocha-Los Mangos se localiza entre el valle superior del Magdalena y el flanco oriental de la Cordillera Central. El campo de Hidrocarburos La Hocha se localiza aproximadamente a 20 Km de la cabecera municipal de Tesalia. La estación de

transferencia de custodia se encuentra en el campo Los Mangos, estación Yaguará en zona rural del municipio de mismo nombre.

- Oleoducto Ocelote – Palmeras

Tiene una longitud total de 54,3 Km. en diámetro de doce pulgadas (12") con una capacidad máxima de 43 KBPD desde el CPF del campo Ocelote. El CPF cuenta con una capacidad de almacenamiento aproximado de 54.000 Barriles y las instalaciones requeridas para el recibo de Crudo procedentes principalmente del campo Ocelote y su despacho desde El CPF hacia la Estación Palmeras.

Mansarovar Energy Ltd.

La compañía TEXAS al ver la necesidad de enviar el crudo a Barrancabermeja, en el año de 1953 inició la construcción del oleoducto, trabajo que duró dos años; en septiembre de 1955 fue inaugurado el oleoducto que llevó el nombre de OLEODUCTO VELÁSQUEZ GALÁN, (OVG) nombre éste que se dio ya que inicialmente la línea del oleoducto sólo llegaba hasta el sitio denominado Galán. En este mismo año se construyeron las Estaciones de Bombeo Velásquez 26, Cantimplora y Terminal el Sauce. En la década de los 60 entraron en funcionamiento las estaciones de Zambito y Cantimplora.

A partir de 1995 Omimex de Colombia Ltd. adquirió los derechos sobre la línea del oleoducto, tiempo durante el cual no se efectuaron trabajos de desviación, puesto que no habían sido necesarios; únicamente se realizaron trabajos de mantenimiento periódico a las estaciones de bombeo. El 20 de septiembre del año 2006 la empresa Mansarovar compró el oleoducto a la multinacional Omimex de Colombia. A partir del 12 de junio del 2008 la empresa decidió crear la gerencia del oleoducto, y de esta manera lo independiza de la gerencia de Campo Velásquez.

a) Descripción de los sistemas que opera

- **Oleoducto Velázquez - Galán**

El Oleoducto Velásquez – Galán conecta los campos productores de crudo Velásquez y Nare con la refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja. Campo Velásquez es propiedad de Mansarovar Energy y Campo Nare se adscribe al contrato de Asociación Nare cuyos socios son Mansarovar Energy y Ecopetrol[8].

[8] http://www.mansarovar.com.co/nuestra-compania/nuestros-activos/oleoducto-velasquez-galan

Está compuesto por 187.2 kilómetros de tubería de acero de 14 y 12 pulgadas de diámetro, 87% y 23% respectivamente, y cinco estaciones de bombeo[9], que permiten transportar 50 KBPD.

Está ubicado en los Departamentos de Boyacá y Santander, en su recorrido atraviesa los Municipios de Puerto Boyacá, Bolívar, Cimitarra, Simacota y Barrancabermeja. Inicia en la Vereda Calderón (Municipio de Puerto Boyacá), en la Estación de Bombeo Velásquez que cuenta además con una capacidad de 250 mil barriles y termina en el Municipio de Barrancabermeja.

Cuenta con tres estaciones auxiliares de bombeo, a saber: Estación Zambito, Estación Cantimplora y Estación Carare. En su recorrido atraviesa los ríos: Carare, Opón y la Colorada. Los caños: Palagua, Ermitaño, Zambito, Baúl, Cachimbero, Caño Negro, Rio Viejo, Oponcito, Tronador, Chucuri y Juan Esteban.

De acuerdo con información entregada por Mansarovar en el proceso de consultoría, sobre *la infraestructura de transporte del Oleoducto Velásquez – Galán, a Febrero del 2020 se ha ejecutado el reemplazo total desde 2003 de 160.88 km de tubería, equivalente al 86 % de la longitud total operativa del Oleoducto (187.2 km), normalizando el 90% del Oleoducto a tubería de 14" de diámetro y además se ha realizado el desmantelamiento de tubería fuera de servicio*[10].

- **Oleoducto Moriche - Jazmín**

Construido en 2011, recorre 14 km y cuenta con una capacidad de 20 KBPD. De acuerdo con el reporte de información del transportador enviado al Ministerio de Minas para efectos de la realización del presente estudio, no se encuentra en uso.

- **Oleoducto Jazmín-Vasconia**

Construido dos años después de la construcción de Moriche – Jazmín, el oleoducto Jazmín – Vasconia tiene una longitud de 6,5 km a 20" de diámetro con una capacidad de 20 KBPD.

Occidental de Colombia, LLC

---

9 Idem

10 Reporte del Estado de Integridad del Oleoducto Velásquez – Galán, Febrero de 2020

El Oleoducto Caricare – Caño Limón tiene su área de influencia por ubicación en el Municipio de Arauquita, Departamento de Arauca, y cruza por 10 Veredas conocidas como: Tropicales, Gaviotas del Caranal, San Isidro, La Reserva, Los Colonos, San Juan de Reinera, El Progreso, Mataoscura, La Osa y La Arenosa; es un sistema de transporte por oleoducto independiente y de uso privado, con una longitud de 36.6 Km y una capacidad nominal de 36.500 barriles por día de crudo.

Está conformado por una línea de tubería de 10” de diámetro y espesor de 0.375”. 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.

El sistema de bombeo se ubica en la Facilidad de Caricare y consta de 3 bombas Booster, de las que dos (2) operan como principales y una (1) en “stand by”, para conducir el fluido a través del sistema de medición LACT y luego hacia la succión de 3 bombas principales, con una capacidad de 15 KBPD, cada una a una presión de descarga de 150 psi.

El crudo proveniente de Caricare llega a la Estación PS-1 propiedad del Oleoducto Caño Limón – Coveñas de Ecopetrol S.A., inicialmente a una trampa de recibo de raspadores y por una línea de 10” Ø fluye aguas abajo del skid de medición, de donde pasa a la succión de las bombas principales del Oleoducto Caño Limón – Coveñas.

En el año 2016 el oleoducto Caricare – Caño Limón contaba con una capacidad de 36,5 KBPD y no tiene proyectos de incremento de capacidad en los próximos 5 años.

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

a) Descripción del sistema

El Oleoducto OBC es un sistema de transporte por ducto independiente, que comprende la Estación Araguaney, el oleoducto de 42” de diámetro y 229.3 kilómetros y la Estación Banadía, tendrá una Capacidad Nominal de hasta 192 KBPD para crudo mezcla de 24 grados API y 21 cstk a 30°C.

El trazado del Oleoducto Araguaney – Banadía cruza los Municipios de Yopal, Nunchía, Pore, Paz de Ariporo y Hato Corozal, en el Departamento de Casanare y Tame y Fortul en el Departamento de Arauca.

El Oleoducto tiene la capacidad operativa de transportar crudo, tanto desde el Nodo de Entrada de la Estación Araguaney en dirección al nodo de salida, ubicado en la Estación

Banadía, como en sentido contrario, empezando en el nodo de entrada de la Estación Banadía, en dirección al nodo de salida ubicado en la Estación Araguaney.

La Estación Araguaney inicialmente tiene una capacidad de almacenamiento operativo de 800 KBS y la Estación Banadía tiene una capacidad de almacenamiento operativo de 150 KBS. y conexión al Sistema CLC (Caño Limón Coveñas) para entregar en la primera fase desde 120 KBPD hasta 170 KBPD.

- Trayecto Araguaney – Banadía: Este trayecto: (i) tiene una longitud de 230 Kilómetros, (ii) conecta la Estación Araguaney con la Estación Banadía, por medio de un tubo de acero de 42 pulgadas de diámetro y con 0.688 pulgadas de espesor de pared, (iv) cuenta con una capacidad de diseño para esta fase de 240 KBPD, (v) tiene como lugar de almacenamiento la Estación Araguaney; y (vi) incluye todas la facilidades industriales que permiten una operación segura del sistema (Manifold's, tanques de relevo, sistemas de control y medición, sistema contra-incendio).

- **Estación Araguaney:** (i) tiene una capacidad de almacenamiento de 300 KBLS, y (ii) cuenta con instalaciones que permiten alcanzar un bombeo de hasta 240KBPD.

- **Estación Banadía**: (i) tiene una capacidad de almacenamiento de 150 KBbl, (ii) cuenta con instalaciones que permiten entregar hasta 240 KBPD, en el sentido Araguaney - Banadía y recibir hasta 180 KBPD, en el sentido Banadía - Araguaney, y (iii) cuenta con sistemas de conexión al Sistema CLC para entregar hasta 240 KBPD y recibir hasta 180 KBPD. El trazado del Trayecto Araguaney - Banadía se aproxima a los Municipios de: Yopal, Nunchía, Pore, Paz de Ariporo y Hato Corozal (en el Departamento de Casanare), y Tame, Fortul y Saravena (en el Departamento de Arauca).

Oleoducto Central S.A. – Ocensa

Ocensa es una compañía creada en diciembre de 1994 con el objetivo de diseñar, construir, operar y administrar un sistema de transporte de crudo por oleoducto. Ocensa actualmente es propietaria del sistema de transporte que conecta la Estación Cupiagua, ubicada en el Piedemonte Llanero, con el terminal marítimo Coveñas ubicado en la Costa Caribe Colombiana.

Los propietarios iniciales fueron Ecopetrol, Tritón, BP Ltd., Total S.A., IPL y TCPL Ltd., que crearon Oleoducto Central S.A. (Ocensa), una compañía colombiana de economía mixta, hoy parte del Grupo Empresarial Ecopetrol. Es uno de los más importantes oleoductos del país, por donde pasa al menos 60% del total de la producción nacional.

A lo largo de su trayecto el sistema atraviesa 45 Municipios de los Departamentos de Casanare, Boyacá, Santander, Antioquia, Córdoba y Sucre, afrontando diferentes retos operativos derivados de la difícil topografía que atraviesa el sistema.

El Oleoducto Ocensa, el activo principal de la compañía, fue completado e inició su operación por fases entre los años 1996 y 1998, es un sistema subterráneo con una extensión de 836 kms, 4 segmentos de transporte y 10 estaciones (9 de bombeo y 1 de reducción de presión).

En un principio Ocensa fue diseñado para transportar crudo liviano de los Campos Cupiagua y Cusiana hasta la Estación Vasconia y/o el terminal marítimo de Coveñas. Con el pasar del tiempo, se ha invertido en el desarrollo de la infraestructura de la línea principal, para poder atender las necesidades de evacuación de crudos pesados de los remitentes como el proyecto de ampliación de 135KBPD adicionales orientado a crudos pesados.

El proyecto de ampliación Potencia 135 entró en operación a mediados de 2017; en dicho proyecto Ocensa indica que *invirtió más de 550 millones de dólares, el cual se estructuró sobre un proceso abierto de ofrecimiento de capacidad a los diferentes agentes de la cadena de valor y que consistió en la construcción de tres estaciones adicionales a lo largo del sistema [(Páez, Chiquillo y La Granjita)] y adecuación a las estaciones existentes*[11].

Ocensa es el propietario del único oleoducto y puerto de exportación de hidrocarburos, de servicio público del país, lo cual le permite atender de manera no discriminada a todos los agentes de la cadena que se encuentren interesados en transportar y exportar crudo a través del sistema sin tener que contar con alguna vinculación económica con los operadores/propietarios de la infraestructura. Además, en la actualidad se considera el sistema con mayor nivel de confiabilidad en el país, en cuanto a entregas de volúmenes oportunas, cero afectaciones por interrupciones del servicio y transporte con aseguramiento de la calidad esperada de los crudos recibidos y adaptabilidad a los cambios requeridos por sus remitentes[12].

El sistema de transporte de Ocensa consta de diez estaciones (Cupiagua, Cusiana, El Porvenir, Páez, Miraflores, La Belleza, Vasconia, Chiquillo, Caucasia, La Granjita y Terminal Coveñas) con diámetros de Tubería de hasta 36” y cerca de 837 kilómetros de longitud más 12 km como línea submarina.

Las estaciones de Miraflores, Páez, Caucasia, Chiquillo y La Granjita son estaciones principalmente de rebombeo para aumentar presión en el sistema, mientras que La Belleza,

---

11 Pág 1. Documento de respuesta a preguntas abiertas remitido por el Agente OCENSA.

12 Pág 2. Documento de respuesta a preguntas abiertas remitido por el Agente OCENSA.

es una estación de paso y centro de control de la presión y el flujo del crudo *en la que se reduce la presión del crudo para que baje 2.300 metros hacia Vasconia*[13].

Las Estaciones del Sistema OCENSA están organizadas por segmentos, estos segmentos se describen a continuación[14]:

- 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 (ésta última no hace parte integral del sistema ya que el oleoducto finaliza en el punto de medición antes de la entrada a la infraestructura de puerto).

En términos generales Ocensa recibe crudo para transporte en las estaciones Cupiagua, Cusiana y El Porvenir de diferentes líneas aferentes y/o facilidades de recibo desde carrotanques y entrega el crudo en las estaciones Vasconia y Coveñas.

a) Descripción de los sistemas que opera

El agente OCENSA remitió para efectos de este estudio, a través del Ministerio de Minas y Energía la información del factor de utilización de sus sistemas.

En la información remitida por el agente el agente desagregó las capacidades por trayecto separando la capacidad base y la capacidad asociada al aumento de capacidad del proyecto P135 para el que reportó un factor de utilización del 100% en los 3 segmentos y en todos los meses desde julio 2017 hasta junio de 2020.

Para la capacidad base de los trayectos del sistema se observan factores de utilización cambiantes a lo largo del tiempo, por lo que en las gráficas que se muestran a

[13] https://www.ocensa.com.co/bto/Paginas/Descripcion-del-sistema.aspx

[14] Manual del transportador, pág 34 https://www.ocensa.com.co/bto/Paginas/ManualTransportador.aspx

continuación, se muestra el factor de utilización de capacidad base por trayecto y el ponderado del factor de utilización al incluir el aumento de capacidad del proyecto P135.

- **Segmento 0: Cupiagua – Cusiana**

El segmento 0 correspondiente al tramo Cupiagua-Cusiana, tiene una capacidad de 198KBPD.

- **Segmento I: Cusiana-El Porvenir**

El Segmento I de Ocensa que conecta Cusiana con El Porvenir, tiene una capacidad de 610KBPD fue construido hacia el año 1996 con un diámetro de 30" y 33 km de longitud.

- **Segmento II: El Porvenir-Vasconia**

Este segmento cuenta también con una capacidad de 610KBPD a lo largo de 287 km de longitud.

- **Segmento III: Vasconia-Coveñas**

Es el segmento más largo del sistema conectando la estación Vasconia con la estación Coveñas, esta última que marca el fin del recorrido del oleoducto, en la que una vez recibido el crudo se despacha hacia los buquetanques a través de una línea submarina de 12 km con una capacidad base de 415 KBPD y 135KBPD correspondientes al proyecto de ampliación.

La disminución de la capacidad de este segmento respecto a los anteriores es consecuencia del intercambio en Vasconia de la custodia del crudo a otros sistemas como Oleoducto de Colombia o para movilizarlo hacia la Refinería de Barrancabermeja.

ODC - Oleoducto de Colombia S.A

a) Descripción de los sistemas que opera

El Oleoducto de Colombia se construye entre 1990 y 1992 transportando crudo por primera vez el 7 de julio de 1992. ODC va desde la Estación Vasconia localizada en el Municipio de Puerto Boyacá (Boyacá) hasta la Terminal Coveñas (Sucre).

Construido con tubería de 24" de diámetro y una longitud de 438 Kms. hoy día moviliza un aproximado de 205KBPD. En sus inicios la capacidad era de 150 KBPD, en 1995 pasó a 250KBPD con la entrada en operación de la estación Caucasia[15]; los propietarios son Ecopetrol, Hocol, Petrobras y Perenco.

La capacidad de diseño es de 240KBPD, el valor incluye la inyección de DRA y un porcentaje de 50% de crudo pesado y 50% de mezcla en la línea. La capacidad existente está calculada con una viscosidad de 300 cSt a 30° C para crudos pesados.

- **Estación Vasconia**: localizada a 18 Km de la población Puerto Boyacá en el Municipio del mismo nombre. La Estación está compuesta por dos (2) 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 llamada “Vasconia I”, maneja crudo que es enviado al Complejo Industrial de Barrancabermeja. Al usar el término “Vasconia II” se hace referencia a todas las facilidades y equipos que componen la Estación Vasconia del Oleoducto de Colombia (ODC) y viceversa.

  La Estación cuenta con una capacidad de almacenamiento aproximado de 690.000 barriles y las instalaciones requeridas para el recibo de crudos y su despacho mediante bombeo con cinco (5) unidades principales hacia Coveñas.

  La Estación Vasconia recibe crudos del Oleoducto del Alto Magdalena (OAM), del Oleoducto OCENSA, líneas 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, por la línea del oleoducto a 293+500 Km de la Estación Vasconia. 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 (3) bombas instaladas en paralelo, para que funcionen dos (2) y permanezca una (1) como reserva.

- **Terminal en Tierra Coveñas:** El Oleoducto cuenta con el terminal en tierra de Coveñas a 483 Kms de la Estación Vasconia, que está localizado en el municipio del mismo nombre por la vía que conduce de este puerto a Montería.

[15] https://www.oleoductodecolombia.com/Paginas/cronologia.aspx

La Estación Vasconia y el Terminal en tierra Coveñas, disponen de un sistema de recibo y despacho de hidrocarburos en la entrada y salida (trampas de raspadores, válvulas de seguridad y alivio, control de presiones, limpieza, medición, recibo y despacho en tanques); unidades de bombeo; tanques de almacenamiento, sumidero, relevo y agua; equipos auxiliares, sistema contraincendios, sala de control, obras civiles e instalaciones que permitan su óptimo funcionamiento. La línea tiene válvulas de seccionamiento y venteo y sistema de protección catódica.

ODL - Oleoducto de los Llanos Orientales S.A -ODL

a) Descripción del sistema

El ODL está compuesto por dos segmentos de tubería, la primera desde la Estación de bombeo Rubiales hasta la Estación de recibo Monterrey, con una longitud de 235 kms y un diámetro de 24 pulgadas y la segunda línea desde la derivación el viento hasta la Estación de recibo Cusiana, con una longitud de 25 kms y un diámetro de 24 pulgadas, todos con ANSI 900.

El oleoducto inicia en la Estación de Bombeo Rubiales (EBR) y pasa por dos estaciones de rebombeo (ER1): Corocora ubicada en el kms 86 y Jagüey (ER2) ubicada en el kms 174, en el Kms 200, de Jagüey el crudo llega a la estación de derivación El Viento (EDV), ubicada en el Km 199 del Oleoducto Rubiales-Monterrey está facilidad permite direccionar el flujo por la línea El Viento - Monterrey con diámetro 24 pulgadas ANSI 900 con una longitud de 35 Kms o por El Viento-Cusiana 24 pulgadas ANSI 900 con una longitud de 25 Kms.

En cuanto a los crudos que reciben el Oleoducto de los Llanos, en la estación inicial Rubiales se recibe crudo Rubiales de API 12/13°, proveniente de las facilidades CPF1, CPF2 y Batería 4. También se recibe diluyente nafta que al mezclarlo con el crudo recibido, se obtiene un crudo Mezcla de 14,5º API. En el KM 79+800 está la Estación Palmeras que inyecta al paso un crudo API de 23.9 proveniente del campo Ocelote de Hocol, en la Estación Jagüey se cuenta con dos recibos, uno del descargadero de carrotanques y el segundo de la línea Llanos 34; estos dos recibos se inyectan en la línea en la succión de las bombas principales de Jagüey.

Tanto en Cusiana como en Monterrey se recibe la mezcla de todos los crudos. Esta mezcla se entrega en transferencia de custodia a Ocensa en Cusiana y a Cenit en Monterrey. El control y monitoreo de las estaciones y del oleoducto se realiza en el cuarto de control de la operación centralizada, desde el cual se coordinan todas las actividades relacionadas con la operación central.

Oleoducto de los Llanos

Fuente: https://www.odl.com.co/index.php/quienes-somos/mapas-de-los-oleoductos

Principales Activos:

- **Estación de Bombeo Rubiales**: Estación inicial de ODL, que recibe crudo pesado proveniente de las instalaciones de producción existentes en los Campos Rubiales, Quifa y otros; y diluyente requerido para el proceso de dilución. La Estación cuenta con instalaciones para recibo y medición de crudo pesado en línea y mediante carrotanques, descargadero de diluyentes, sistemas de dilución para llevar el crudo pesado a las condiciones de calidad para transporte, almacenamiento de diluyentes y crudo diluido y sistemas de bombeo (booster y principal) para despacho de crudo diluido hacia el oleoducto.

- **Punto de Entrada Palmeras:** Punto de entrada al oleoducto localizado en el PK 79+696. A través de esta conexión se permite la entrada de crudo proveniente de la Estación Ocelote de Hocol bombeado por el Oleoducto Ocelote – Palmeras (OOP). En el punto de entrada se cuenta con facilidades para filtración, medición de parámetros operativos y aislamiento del sistema.

- **Estación Corocora:** Estación intermedia de rebombeo que recibe el volumen bombeado desde Rubiales y el que ingresa al paso en el punto de entrada Palmeras y lo envía hacia la Estación de rebombeo Jagüey. La Estación cuenta con un sistema de bombeo principal compuesto por 4 unidades dispuestas en paralelo. No se cuenta con almacenamiento de crudo, solamente con 1 tanque de relevo para recibir los disparos del sistema de alivio y drenajes de la Estación. Se realiza rebombeo en la Estación de acuerdo con los requerimientos del programa de transporte.

- **Estación Jagüey:** Estación intermedia de rebombeo que recibe el volumen bombeado desde la Estación de rebombeo Corocora y lo reimpulsa hacia los puntos de salida en la Estación Monterrey y/o la Estación Cusiana según la programación y solicitud de los remitentes. La Estación cuenta con un sistema de bombeo principal compuesto por 4 unidades dispuestas en paralelo. Se realiza rebombeo en la Estación de acuerdo con los requerimientos del programa de transporte. Adicionalmente la Estación cuenta con un descargadero de crudo pesado, compuesto por 4 posiciones de descarga.

El crudo recibido allí es inyectado al oleoducto mediante un sistema de 2 bombas organizadas en paralelo que entregan el fluido en la succión del sistema principal de bombeo. No se cuenta con almacenamiento de crudo, solamente con 1 tanque de relevo para recibir los disparos del sistema de alivio y drenajes de la Estación. Este tanque también funciona como tanque de paso del volumen recibido en el descargadero.

- **Estación Monterrey:** Estación de salida de producto, donde se realiza transferencia de custodia del crudo transportado. En la Estación se cuenta con un sistema de recibo compuesto por filtración y medición para la liquidación del volumen entregado.

- **Estación Cusiana:** Estación de dilución y salida de producto donde se realiza transferencia de custodia del crudo transportado. En la Estación se cuenta con un sistema de dilución para ajustar la calidad del crudo transportado por el oleoducto a las condiciones de entrega requeridas aguas abajo. El sistema está compuesto por un tanque de almacenamiento de diluyente con capacidad de 100 kbls, 4 bombas de inyección de diluyente y un sistema de mezcladores.

El tanque de diluyente puede recibir productos desde el descargadero de ODL y de las facilidades existentes en la Estación para hacer transferencia desde los tanques de ODL. Las instalaciones de recibo del oleoducto cuentan con sistema de control de presión y filtración, localizados previos a la dilución, y medición para la liquidación del volumen entregado en las condiciones de calidad requeridas y ajustadas mediante la inyección de diluyente.

Perenco Colombia Limited

El Oleoducto Guando – Chicoral y el gasoducto Flandes – Guando, se localizan al centro-este del Departamento del Tolima, en límites con el Departamento de Cundinamarca, específicamente en la comprensión municipal, de Melgar, Carmen de Apicalá, Suárez, Flandes y Espinal. El trazado inicia en el Campo Guando, localizado en el área rural de Melgar, y termina en la inspección de Policía de Chicoral, perteneciente al Espinal.

- **Oleoducto Guando – Chicoral**. Es propiedad de la Asociación Boquerón y conecta las facilidades del Campo Guandó 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 Kms al suroccidente de Bogotá, en la vía Melgar – Icononzo. El Transportador es: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED, en su calidad de Operador del Contrato de Asociación Boquerón.

  El oleoducto tiene una longitud aproximada de 59.16 kilómetros en tubería de 10” de diámetro, API 5LX65 con espesor de pared de 0.307”. Tiene una capacidad de transporte estimada en 49 KBPD con una presión de operación entre 500 a 1000 psi, donde entrega el crudo al Oleoducto del Alto Magdalena. En el KM 42.4, se tiene una conexión donde ingresa el crudo procedente del Campo Abanico.

  El volumen de llenado equivalente de la línea es de 19,380 barriles. El sistema de despacho está conformado por tres (3) bombas booster P-1002 A/B/C con capacidad de 15.000 barriles cada una, que alimentan a tres (3) bombas de exportación Zulzer P-1003A/B/C/D/E con capacidad de 30.000 barriles cada una, máxima presión de trabajo de 2000 psi.

- **Oleoducto La Gloria Norte – Araguaney.** Es de propiedad de la Asociación Casanare y conecta las facilidades del Campo La Gloria Norte con Araguaney. Este Oleoducto es operado por PERENCO COLOMBIA LIMITED, en su calidad de Operador del Contrato de Asociación Casanare. El Oleoducto está construido en tubería 8” de diámetro API-5LX42 y 29.6 km de longitud aproximadamente, con una capacidad instalada de 9,040 BOPD en operación continua.

  Se divide en dos trayectos:

  i) Trayecto LA GLORIA NORTE – MORICHAL: construido en tubería 8" de diámetro API-5LX42 y 13.0 km de longitud aproximadamente, puede operar con una presión oscilante entre 850 y 1750 psi, el volumen de llenado equivalente de la línea es de 2,908 bls.

ii) Trayecto MORICHAL – ARAGUANEY: construido en tubería 8" de diámetro API-5LX42 y 16.6 km de longitud aproximadamente, puede operar con una presión oscilante entre 900 y 1750 psi, el volumen de llenado equivalente de la línea es de 3,725 bls.

- **Oleoducto Sardinas – Araguaney – OSCTA**: pertenece a los Contratos de Asociación Casanare, Garcero y Orocué y conecta las facilidades del Campo Sardinas con La Estación Araguaney. El OSCTA es operado por PERENCO, en su calidad de operador de los Contratos de Asociación Casanare, Estero, Garcero, Orocué y Corocora (en adelante "CEGOC").

  Se divide en los siguientes trayectos:

  i) Trayecto SARDINAS – CHIGÜIROS: construido en 1994, con una longitud de 61,8 Kms y 8". Su presión de diseño es de 1540 PSI.

  ii) Trayecto CHIGÜIROS – TOCARÍA: construido en el año 1984, con una longitud de 40,07 Kms y diámetros de 6" (desde Chigüiros hasta El Cruce) y 8" (desde El Cruce hasta Tocaría). Su presión de diseño es de 2560 PSI en el tramo de 6" y de 1750 PSI en el tramo de 8".

  iii) Trayecto TOCARÍA – ARAGUANEY: construido en el año 1983, con una longitud de 16,4 Kms y 8" de diámetro, su presión de diseño es de 1750 PSI.

- **Oleoducto los Toros – Araguaney - OTGBA.** 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. Este Oleoducto es operado por PERENCO, en su calidad de Operador de los Contratos de Asociación Casanare, Estero, Garcero, Orocué y Corocora (en adelante "CEGOC").

  Se divide en los siguientes trayectos:

  i) Trayecto LOS TOROS – GAVÁN: construido en 1992, con una longitud de 62,11 Kms y 8" de diámetro. Su presión de diseño es de 1750 PSI.

  ii) Trayecto GAVÁN – BARQUEREÑA: construido en 1983, con una longitud de 17,98 Kms y 8" de diámetro, tubería API-5LX42, espesor de pared 0,250". Su presión de diseño es de 1750 PSI.

  iv) Trayecto BARQUEREÑA – ARAGUANEY: construido en 1983, con una longitud de 48,54 Kms y 8" de diámetro. Su presión de diseño es de 1750 PSI.

COMERCIALIZADORES

Adicional a los productores y transportadores, que son los dos eslabones principales del transporte de crudo por oleoducto, se encuentran los agentes que negocian el crudo y su transporte: Remitentes y Comercializadores, persona(s) natural(es) o jurídica(s) a la(s) cual(es) en este caso del estudio un Transportador le presta el servicio de transporte de Hidrocarburos por el Oleoducto de un punto de entrada hasta un punto de salida, a la vez éste tiene propiedad sobre el crudo o lo compra a otro.

Por lo anterior se entenderá que el Remitente y Comercializador actúa como dueño del crudo a transportar a menos que se especifique lo contrario, en el estudio en la parte técnica, si bien es un agente que participa en el negocio de compra y venta, incluso participando activamente en la negociación de tarifas, debido que es a quien se presta el servicio de transporte, para los análisis de desempeño operacional se tomaron quien lo produce (Que en muchos casos igual son remitentes) y quien lo transporta, que son los artífices de los dos volúmenes que entran en la ecuación de transporte.

Entre los Remitentes se encuentra la ANH y el Propietario; pero como ya se mencionó también están estos otros remitentes que son los Comercializadores netos, sobre los cuales se va a efectuar una breve descripción sobre su rol en el negocio. Ahora bien, los Terceros, entre ellos los comercializadores y la ANH adquieren la calidad de Remitentes cuando suscriben un Contrato de Transporte.

Por lo tanto, el Comercializador es un tercero que actúa como remitente, compra el crudo en el campo o en otro lugar de la cadena y lo entrega para transporte en el mismo campo o en otro lugar a un cliente final y a la vez negocia un servicio de transporte a través de una tarifa.

Estos agentes comercializadores, al igual que los demás remitentes, serán considerados como parte del análisis de los aspectos financiero, económico y legal dentro de la propuesta asociada a la metodología tarifaria del sector transporte de crudo por oleoductos.

Dentro de los principales comercializadores sobre los cuales se recibió información están Gunvor Colombia C.I. S.A.S., Trafigura De Colombia P T Y S A S, BP Latin America Llc - Sucursal Colombia y Goam 1 CI S.A. SBP, Vitol Colombia C.I S.A.S.

A manera de ejemplo del nivel de participación de los anteriores comercializadores en el negocio del transporte, se observa en la siguiente tabla, la liberación de capacidad de parte de Productores/Remitentes en el Oleoducto Colombia, estos comercializadores retoman el 40%.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Principales comercializadores de capacidad liberada de transporte

CEDENTE	CESIONARIO	MES
Nombre	Nombre	ABRIL
Hocol S.A	C.I. Trafigura Petroleum Colombia S.A.S	10,243
Hocol S.A	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal Colombia	1,100
Hocol S.A	Ecopetrol S.A.	20,000
Hocol S.A	Vitol Colombia C.I. S.A.S.	4,000
Perenco Oil And Gas Colombia Limited	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal Colombia	5,000
Perenco Oil And Gas Colombia Limited	Frontera Energy	5,000
Perenco Oil And Gas Colombia Limited	BP Latín América LLC - Sucursal Colombia Goam 1 S.A.S	5,972
Perenco Colombia Limited	C.I. Trafigura Petroleum Colombia S.A.S	6,000
Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	Cepsa Colombia S.A	5,254
Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	BP Latín América LLC - Sucursal Colombia Goam 1 S.A.S	2,500
Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	C.I. Trafigura Petroleum Colombia S.A.S	5,000
Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal Colombia	5,000
Emerald Energy PLC Sucursal Colombia	Gunvor Colombia CI S.A.S	2,738
Respsol Ductos Colombia S.A	C.I. Trafigura Petroleum Colombia S.A.S	10,264
Respsol Ductos Colombia S.A	Equión Energía Limited	730
Respsol Ductos Colombia S.A	Talisman Colombia Oil & Gas Ltd.	5,000
TOTAL		93,801

Fuente:https://www.oleoductodecolombia.com/BTO/Documents/Capacidad%20Liberada/Capacidad

Los comercializadores, por el conocimiento y experiencia de primera mano en los mercados, son los que mantienen relaciones a largo plazo con participantes clave del mercado (productores, refinadores, empresas de logística y expertos en almacenamiento) y participan activamente en el desarrollo de proyectos relacionados con los flujos de crudo nuevos y existentes.

Como se ha presentado en toda la cadena del transporte para los comercializadores y en general los remitentes de petróleo han disminuido sus transacciones en esto tiempos de la pandemia del coronavirus, afectando así mismo el nivel de sus proyecciones al disminuir la demanda mundial temporalmente, a la espera que, una vez se normalice el desarrollo global se mantenga nuevamente estable en las tasas o tendencias que se tenian antes del año 2020.

Todo lo anterior está también acorde con la estabilidad del precio del crudo, el cual ha retrocedido desde enero del 2020 de US$70 a US$50 y esto marcará la actividad desarrollada por los comercializadores para incrementar, disminuir o estabilizar las

negociaciones del crudo de exportación en Colombia y por tanto la demanda y transporte del mismo.

Los comercializadores no presentan proyecciones de producción o transporte, porque se mueven de acuerdo con su enfoque de mercados a corto plazo. Desde el punto de vista del negocio como ya se indicó, el tratamiento es el mismo para comercializadores y productores como remitentes en el negocio; el movimiento está sujeto a las dificultades que se encuentran en la operación del día a día y de acuerdo con los contratos.

BP Latin América LLC - Sucursal Colombia y Goam 1 C.I S.A.S

BP Latin America Llc Sucursal Colombia está ubicada en Bogotá Colombia y es parte de la industria de exploración y producción de petróleo y gas. Opera en extracción de petróleo crudo industrial, la empresa fue fundada en 02 de abril de 2014. En sus últimos aspectos financieros destacados, BP Latin America Llc - Sucursal Colombia reportó aumento de ingresos netos de 3,7% en 2019, su activo total registró crecimiento de 22,05%. El principal punto de exportación del petróleo de Colombia es hacia Panamá.

De otra parte GOAM es una empresa con sede principal en Bogotá D.C. Opera en Extracción de Petróleo Crudo industria, la empresa fue fundada en 04 de agosto de 2015. En sus últimos aspectos financieros destacados, Goam 1 C.I S.A.S reportó aumento de ingresos netos de 1,95% en 2019, su Activo Total registró crecimiento de 51,49%.

De acuerdo a los reportes recibidos ha negociado transporte con crudo de la zona de los Llanos a través de los oleoductos OCENSA y ODL.

Los crudos que se están comercializando por estas empresas son referenciadas a dos zonas como campos; área Llanos y área Magdalena. Teniendo como punto nodal principal de entregas Vasconia y otros en nodos concentradores de producción como: Guaduas, estación Cusiana, estación Jaguar y estación Santiago.

Durante el año 2020 reportó la comercialización de 11.000 barriles por día aproximadamente, en las diferentes zonas en las que tiene negocios.

Gunvor Colombia C.I. S.A.S.

GUNVOR es una compañía colombiana que opera en el sector de venta al por mayor. La empresa tiene su sede central en la ciudad de Bogotá y fue establecida en 13 de octubre de 2011. Su línea de negocios principal es la comercialización al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos.

Objeto social de la compañía: importación, exportación, almacenamiento, promoción, comercialización y venta de productos colombianos al exterior adquiridos en el mercado interno o fabricados por productores socios de la sociedad, en el sector económico de hidrocarburos y especial la importación, exportación, almacenamiento promoción y comercialización de petróleo crudo combustibles líquidos derivados del petróleo y cualquier otro hidrocarburo producido en Colombia en el mercado internacional.

GUNVOR GROUP es una de las casas independientes de comercio de materias primas más grandes del mundo por volumen de negocios, que crea soluciones logísticas que mueven de manera segura y eficiente la energía física y los materiales a granel desde donde se obtienen y almacenan hasta donde más se demandan.

GUNVOR es uno de los mayores comerciantes de petróleo crudo del mundo, cuentan con disponibilidad física continúa expandiéndose y diversificándose, comercia constantemente con más de un millón de barriles por día y tiene acceso a más de 10 millones de barriles de capacidad de almacenamiento estratégicamente ubicada.

Trafigura de Colombia PTY S. A. S.

TRAFIGURA DE COLOMBIA PTY es una sociedad por acciones simplificadas matriculada el 15 de octubre de 2010 con domicilio registrado en la ciudad de Bogotá. Esta empresa se dedica principalmente a comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos.

Vitol Colombia

VITOL COLOMBIA C.I S A S es una sociedad por acciones simplificadas matriculada en Colombia, con sede principal en Bogotá D.C, opera en la comercialización al por mayor de petróleo y subproductos petroleros. La empresa fue fundada en 16 de noviembre de 2011. Esta empresa se dedica principalmente a comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos, los países con los cuales se negocia en crudo de Colombia son: Panamá, Estados Unidos y China.

CARACTERÍSTICAS Y UBICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO EN EL PAÍS

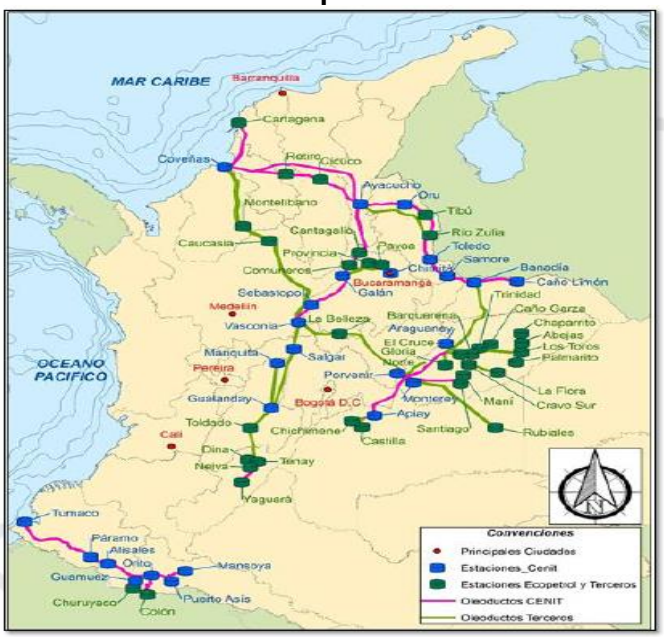
Como se ha mencionado las mayores fuentes de producción de crudo en Colombia se encuentran localizadas en los Llanos Orientales, en los Valles Alto y Medio de las cuencas del Magdalena y una pequeña parte en el Departamento de Putumayo. El crudo colombiano se usa para refinar en un 40% y el resto (un 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.

Como se aprecia en la gráfica siguiente, la ubicación y la extensión de la red de los oleoductos hace que sus trazados o rutas abarquen varios departamentos, en zonas de alta dificultad constructiva, de operación y mantenimiento, pero de igual manera hacen que se presente riesgo hacia la infraestructura por temas propios de estas condiciones y de la misma tubería, como por los agentes externos de orden público y social, que afectan necesariamente el desempeño operacional de los sistemas de oleoductos y la red de transporte.

El desempeño operacional o eficiencia de los sistemas a su vez, puede estar influenciado por los costos que se consideran dentro de los análisis tarifarios que se efectúan actualmente, y por tanto, se deben revisar para ver su peso y manejo en la eventual propuesta de un nuevo esquema o metodología tarifaria.

Sistemas de transporte de oleoductos



Fuente: UPME. Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos -2018.

UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE

Como se definió en los anteriormente, para llevar la importante producción de crudo del país hacia las refinerías para consumo interno o hacia un terminal marítimo para exportación, el sistema de transporte cuenta con 6.100 kilómetros de redes principales de oleoductos que convergen en los terminales de Coveñas y Tumaco, y las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

En Colombia se puede centrar el sistema de transporte del crudo en siete oleoductos troncales, que definen a su vez cinco ejes centrales de transporte o columnas vertebrales del sistema, donde se van conectado los otros sistemas de transporte, este arreglo de los sistemas de transporte es propio de los autores del estudio, que no resta importancia sobre los demás oleoductos que cumplen su función de transportar crudo desde algún Campo o entre dos puntos. Dicho arreglo de los sistemas de transporte se muestra en el mapa 4.

De acuerdo con la descripción de los oleoductos y su ubicación, se define que este sistema de transporte puede caracterizar una red por regiones o zonas y a la vez tejer una red o “malla” que permita tanto integrar toda la red del País, como interrelacionar cada sistema y a su vez realizar la conexión con la ubicación de los ampos de producción, para poder establecer el desempeño operativo de las redes con unos ejes centrales y de cada sistema.

Se indican los siguientes cinco ejes centrales o redes (Siete sistemas), a los cuales se asocian posteriormente para el análisis los demás sistemas de transporte:

Red Llanos Norte, Oleoducto Caño Limón – Coveñas con el Oleoducto Bicentenario.

El oleoducto Caño Limón Coveñas tiene 426,24 kilómetros de longitud y a través de él se transportan los crudos producidos en el Campo Caño Limón (Arauca) más el Oleoducto Bicentenario con 230 kilómetros para un total de 656,24 kilómetros en troncal principal y 1382 en los demás oleoductos de esta red, para un total de 2038,24 Kilómetros.

Red Llanos Centro, Oleoducto Central S.A. - Ocensa-Oleoducto de los Llanos Orientales

Con una longitud de 359 kilómetros en los segmentos 0, 1 y 2 hasta Vasconia, transporta fundamentalmente los crudos del piedemonte llanero (Cusiana Cupiagua) hasta el terminal marítimo de Coveñas, unido al oleoducto de los Llanos con 174 kilómetros para un total de 533 en la troncal principal y 720, 6 en los demás oleoductos de esta red para un total de 1253 Kilómetros.

Red Centro S-N, Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)

Con una longitud de 396,4 kilómetros, transporta los crudos que se obtienen en el Valle Superior del Magdalena y en el cual Ecopetrol participa con el 49% y 469,1 kilómetros en los demás oleoductos de esta red para un total de 860,5 Kilómetros.

Red Centro – Oeste, Oleoducto de Colombia (ODC***)***

Tiene 483 kilómetros de longitud y se conecta la Estación de Vasconia con el puerto de Coveñas y el segmento 3 de OCENSA con 477 kilómetros de 960 kilómetros y 482 kilómetros en los demás oleoductos de esta red para un total de 1442 kilómetros.

Red Sur, Oleoducto Transandino

Con 307 kilómetros de longitud, transporta petróleo desde Orito o Ecuador hasta el puerto de Tumaco, sobre el océano Pacífico y 377 kilómetros en los demás oleoductos de esta red para un total de 684 Kilómetros.

Caracterización por redes principales de transporte de crudo

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

Considerando que las 5 redes de oleoductos indicadas constituyen más del 50% del total de toda la infraestructura de los 55 sistemas u oleoductos en el país, sumando alrededor de 3300 kilómetros de tubería y teniendo en cuenta que estos 7 sistemas de transporte, son ejes de este a oeste, desde los Campos en los Llanos hacia los Puertos de exportación o refinerías, se pasa entonces a realizar un análisis o caracterización focal de las redes.

Adicionalmente para todos los análisis que se van a efectuar del desempeño operacional el manejo por redes facilita el análisis del universo de datos.

Sumado a lo anterior, se evidencia que el sistema de transporte por oleoductos en Colombia está dividido en dos grandes regiones, que no están conectadas e incluso bastante distanciadas y con características particulares en su localización, entorno y esquema nodal de transporte; Región Sur con la red sur o Sistema Transandino con diámetros de 10, 14 y 18 y la Región Centro Norte con las demás redes (4) con los mayores diámetros en las tuberías denominadas redes o ejes (venas) centrales, oscilando entre 42”, 36”,30”, 20”, 18” y 16” con capacidad de diseño de 750 KBPD, que puede ser la producción de todo el país, lo que nuevamente da un indicativo de su relevancia como eje principal de una red, permitiendo que asuma o tenga la capacidad de transporte de la suma de las capacidades de los sistemas que se conecten como arterias de la red.

De acuerdo con lo referido, la red de transporte por oleoducto es tipo espina de pescado, anidado o cerrado en un extremo, donde se pueden identificar estas cinco columnas con los sistemas conectados o complementarios a cada uno y por donde se maneja un muy alto porcentaje del transporte de crudo, complementado sólo con la Red Sur que corresponde al sistema del Oleoducto Transandino.

En este orden, se efectúa una evaluación de cada sistema y de cada red que se definió, para caracterizar el desempeño operacional de la infraestructura de transporte por oleoducto en el País.

Adicionalmente el sectorizar o evaluar la red de transporte de crudo por oleoductos por ubicación y características de los sistemas de transporte, permitirá identificar tanto el comportamiento actual respecto a la producción y las necesidades, como realizar el análisis que conduzca a determinar si el país está preparado o no en materia de infraestructura para transportar ese volumen de crudo.

Ahora bien, sin dejar de lado las consideraciones de la geología, la topografía y el clima de Colombia, se debe buscar cómo garantizar y optimizar la capacidad de transporte en los sistemas de oleoductos existentes. Hoy en día los oleoductos están en condiciones de bombear aproximadamente 900.000 barriles diarios y el faltante es movilizado por carrotanques, alternativa que no sólo es menos eficiente y más costosa, sino que además congestiona las vías y genera la necesidad de realizar inversiones adicionales en infraestructura de carreteras.

En concordancia con lo expuesto, se revisará y caracterizará el factor de utilización actual de los oleoductos y el cumplimiento de los requerimientos de transporte de crudo, en términos de tiempos de entrega y calidad del crudo, dada la confiabilidad requerida por el sistema y las necesidades de los agentes. Esto igualmente permitirá la revisión y el ajuste de los procedimientos asociados al mantenimiento correctivo, preventivo y la verificación de los estándares de seguridad en la infraestructura, que conduzcan a determinar y optimizar las mejores prácticas de mercado.

Así mismo, como parte de la evaluación de los sistemas de transporte de crudo hay un aspecto a considerar no sólo desde un aspecto técnico, sino de inversión o costos y es el tema de seguridad de la infraestructura.

HISTORIAL DE RIESGOS Y AFECTACIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

La seguridad de los sistemas de transporte de crudo es un concepto que tiene relación directa con la seguridad de abastecimiento de crudo del país y puede definirse como una estrategia para gestionar y minimizar los riesgos asociados a la actividad de transporte de crudo por oleoducto, a la integridad de estos y/o a su vulnerabilidad, ante cualquier evento que pueda generar la interrupción en el suministro continuo y oportuno de crudo.

Los riesgos operacionales relacionado con la seguridad, que influyen en el desempeño operacional de los oleoductos son, entre otros: fugas, rotura o falla del equipo, falla en los sistemas de información, sistemas de control, falla en el desempeño de los equipos (sea debido a mal uso, deterioro inesperado o defecto de diseño, construcción o fabricación); derrames accidentales o provocados, suministro inadecuado o inoportuno de repuestos; fallas humanas, disputas laborales; eventos catastróficos, incluyendo, pero sin limitarse a los desastres naturales, incendios, inundaciones, explosiones, descarrilamiento de trenes, terremotos, actos de terrorismo o vandalismo y/o sabotaje.

La ocurrencia o continuidad de cualquiera de los referidos eventos puede aumentar el costo de operación de los ductos de la compañía o reducir los ingresos, impactando con ello las utilidades.

No obstante, lo anterior, para este estudio en particular, los riegos o afectación de la seguridad física en los sistemas de transporte de crudo por oleoductos, hace referencia a las interrupciones o paradas no programadas que impactan el recibo o entrega de los productos, al número de interrupciones o bajas de carga y al impacto de la capacidad de la infraestructura para todos los recibos y entregas de la unidad de negocio, durante un año de estudio.

En esta dirección, un evento no planificado de mantenimiento es el que se programa con menos de 48 horas antes de que ocurra. El propósito es determinar el tiempo de interrupción no planificado de los recibos y entregas, que a su vez son indicadores de la confiabilidad.

Estas interrupciones no necesariamente implican la pérdida de recibos o entregas, ya que éstas, en ocasiones pueden ser aplazadas, si el ducto tiene capacidad excedente.

En esta dirección, se deben analizar las pérdidas físicas en volumen de hidrocarburos líquidos y medir las pérdidas o (ganancias) por número de eventos y volumen, derrames y fugas se deben reportar por separado por ducto.

Válvulas ilícitas para robo de crudo

Ecopetrol informó que entre enero y agosto de 2020 se han identificado y retirado cerca de 900 válvulas ilícitas en los ductos de transporte de hidrocarburos en todo el país, lo que significa que cada día, en promedio, ocurren 3 conexiones ilícitas, a través de las cuales grupos al margen de la ley hurtan petróleo o combustibles refinados.

La tendencia de instalación de válvulas ilícitas viene en aumento, si se tiene en cuenta que con corte al mismo lapso de 2019 se detectaron cerca de 747 conexiones ilegales en los oleoductos y poliductos. En total, este año se registra un hurto de 2.500 barriles diarios de hidrocarburos en promedio, de los cuales 2.439 corresponden a crudo, la mayoría proveniente del oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Sumado a lo anterior, el apoderamiento de hidrocarburos, como se denomina técnicamente, es un delito que pone en riesgo a las comunidades vecinas (en especial por el combustible) y afecta el medio ambiente (principalmente por el crudo derramado), ya que este tipo de instalaciones ilícitas se hace de manera rudimentaria o artesanal y en ocasiones deja fugas de productos que afectan suelos y recursos hídricos e impactan la flora y la fauna.

Los sistemas más afectados con estas prácticas ilícitas son: el Oleoducto Transandino (OTA), en el cual se han encontrado 706 perforaciones ilegales, la mayoría en los Municipios de Tumaco, Ricaurte y Barbacoas, en Nariño, y el Caño Limón – Coveñas con 27 válvulas ilícitas, la mayoría en los Municipios de Tibú y El Tarra en Norte de Santander.

Las cifras mencionadas van en aumento, si se incluyen las acciones registradas en la infraestructura en los campos de producción. En lo corrido del año, en las líneas de gas o de crudo de los pozos se contabilizan 106 conexiones ilegales, las cuales se suman a las 789 ocurridas sobre líneas de transporte de Cenit, para contabilizar una cifra cercana a las 900 válvulas ilícitas.

Adicionalmente, las líneas de transferencia que conforman la red de oleoductos en el Putumayo, de la red Sur, son susceptibles de afectación por parte de los grupos ilegales que delinquen en el área. Los oleoductos, en primera instancia, son afectados en su integridad por la instalación de válvulas ilícitas, mecanismo mediante el cual se permite la extracción ilegal de petróleo para el uso en el procesamiento de alcaloides.

Atentados a los ductos

El segundo factor importante se enfoca en la afectación de los oleoductos, por activación de artefactos explosivos (AEI), mediante la detonación a distancia, con el único objetivo de crear caos y contaminación a las fuentes hídricas de la región, como mecanismo de presión a las entidades gubernamentales y la de generar distracción a los grupos de las fuerzas del estado, para poder cometer sus acciones vandálicas en contra de la economía del país.

La tubería del Oleoducto Caño Limón Coveñas de 770 kilómetros de longitud y con capacidad para transportar hasta 210 KBPD de crudo, **ha sido blanco de ocho ataques durante lo corrido del año**, según estadísticas oficiales. El ejército con jurisdicción en la zona atribuyó el ataque a rebeldes del izquierdista Ejército de Liberación Nacional (ELN). La parálisis del oleoducto no ha afectado las exportaciones ni el bombeo en el Campo Caño Limón, ubicado en el Departamento de Arauca y operado por Occidental Petroleum, debido a que está utilizando el oleoducto Bicentenario para transportar el crudo producido.

Durante el 2019 los oleoductos colombianos fueron blanco de 71 ataques, una reducción de un 33,6% en comparación con los 107 del año inmediatamente anterior. Sólo el oleoducto Caño Limón fue blanco de 42 atentados en 2019, según estadísticas de Ecopetrol. (2020)

Ecopetrol dio a conocer que entre enero y agosto de 2020 se realizaron 33 atentados a los oleoductos, principalmente al Caño Limón Coveñas y se retiraron 895 válvulas ilícitas en los ductos de transporte de hidrocarburos en todo el país.

VOLÚMENES Y CARACTERÍSTICAS DE CRUDOS TRANSPORTADOS

La producción petrolera cambia en el tiempo y las proyecciones se modifican con el ingreso de nuevos descubrimientos, situación que ha permitido al país épocas de “bonanza”, en las cuales ha llegado a ser exportador de crudo, como lo es hoy, pero igualmente épocas de escasez, que en el país han sido prontamente superadas con nuevos descubrimientos.

En la presente década, no se tiene a la fecha noticias de grandes prospectos petroleros; esta situación ha llevado a tomar distintas estrategias y acciones que buscan mitigar la declinación natural de los campos productores. Ante la dificultad de descubrir grandes acumulaciones de hidrocarburos, la visión de las empresas productoras se está redirigiendo al desarrollo de recursos que anteriormente no eran interesantes, como es el desarrollo de los crudos pesados, la recuperación secundaria y los yacimientos no convencionales. La justificación surge de la dificultad, riesgo y costos cada vez mayores, para encontrar grandes y medianos yacimientos de petróleo.

Con base en lo expuesto, se emprende la tarea de caracterizar los volúmenes de crudo transportado, así como determinar la funcionalidad de los oleoductos que transportan estos crudos; se toma como base los datos históricos de los últimos cinco años, de acuerdo con

la información recolectada por fuentes primarias (Los Agentes) y por fuentes oficiales como lo es la ANH.

Con estos aportantes de información se logra contrastar la veracidad de los datos, y de ahí en adelante, se busca dimensionar en forma real el servicio de transporte de crudo por oleoductos en el país. Este sería el primer insumo para desarrollar una eventual nueva metodología para la fijación de la tarifa para el transporte de crudo por oleoducto en Colombia, si así se determina de los resultados de los estudios.

Por otra parte, y retomando el tema de los crudos pesados, la producción país de este tipo de crudos es cercana al 70% del total de barriles producidos. Estos crudos son producidos en más del 80% en la cuenca de los Llanos Orientales; la clasificación de si es o no un crudo pesado se hace a través de los grados API que permiten determinar la densidad del crudo. Es importante mencionar que la proporción de crudos pesados tiende a aumentar con el pasar de los años y esto conlleva a que se desarrollen sistemas de dilución o la utilización de DRA para mejorar la calidad y así facilitar su transporte a través de los ductos. En la siguiente tabla se muestra la clasificación de los crudos de acuerdo con el grado API.

Clasificación de los crudos de acuerdo con grado API

TIPO DE CRUDO	ESCALA API	SIGLA
CONDENSADO	MAYOR DE 42	COND
LIVIANO	31.1 - 41.9	LIV
MEDIANO	22-31.1	MED
PESADO	10-21,9	PESD
EXTRAPESADO	MENOR DE 10	EXP

Fuente: Equipo Consultor

Es importante resaltar que la zona de mayor producción de crudos pesados es la región de los Llanos Orientales, donde se produce cerca del 80% del total de crudo del país.

Volúmenes de crudo producidos y consumidos

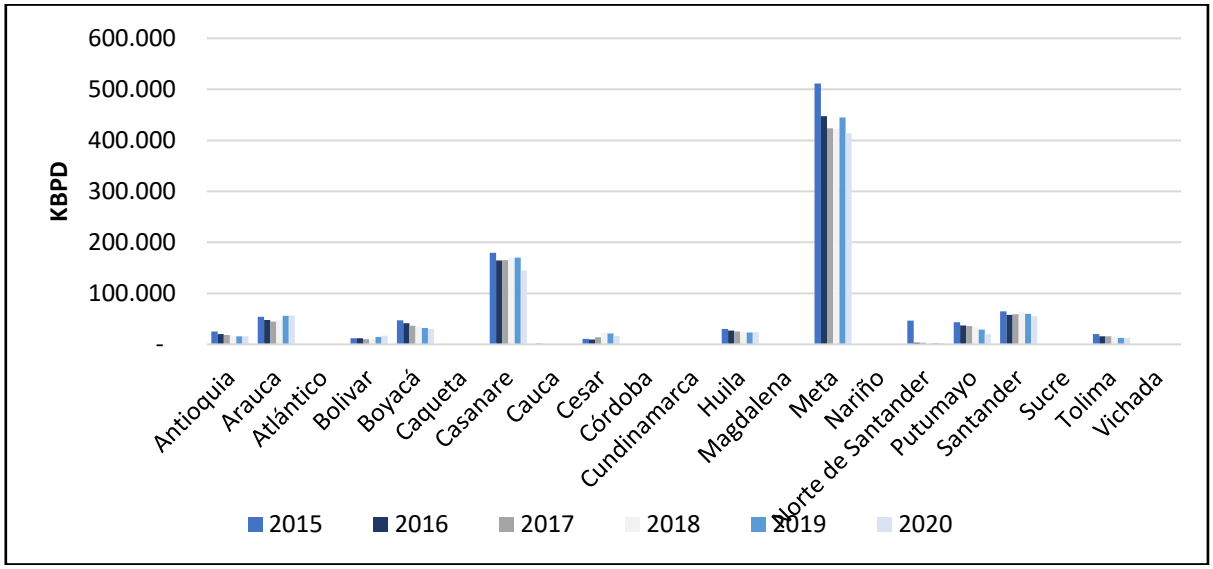
Los crudos en el país se caracterizan de acuerdo con su ubicación por zona o cuenca sedimentaria, desde el punto de vista formación, que a su vez están asociadas a regiones o departamentos del país, como se mencionó anteriormente, no sólo por propiedades, sino por su volumen, la cuenca de los Llanos Orientales, de la cual hacen parte los departamentos de Meta, Casanare y Arauca, produce el 81%del crudo del país; el mayor aporte de la producción corresponde al Departamento del Meta con un promedio del 50%.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Las gráficas siguientes, muestran la distribución histórica de la producción fiscalizada de crudo de los últimos 5 años, según los departamentos y regiones de acuerdo con la ubicación de las redes definidas en el

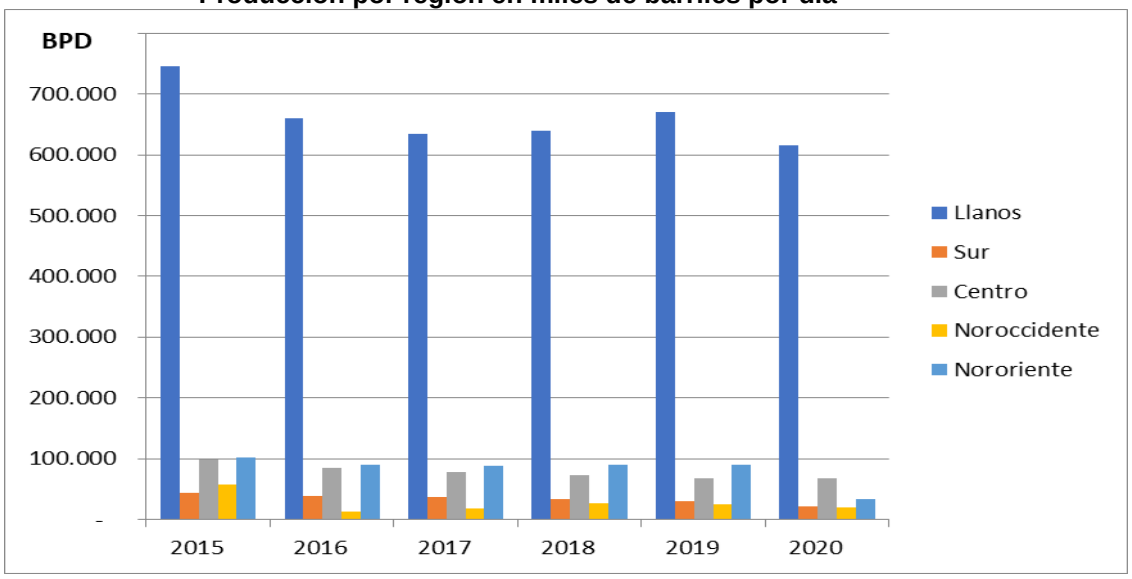
ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO, EN FORMA INDEPENDIENTE.

Producción Fiscalizada Anual por Departamento en miles de barriles por día



Fuente. Equipo Consultor con Información de la ANH

Producción por región en miles de barriles por día



Fuente: Equipo Consultor con datos de la ANH

Calidad de los crudos producidos

Para diseñar o simular un sistema de transporte de crudo, las principales variables están en función de los crudos que se van a transportar y las variables a considerar deben ser la calidad del crudo representada en su gravedad API, viscosidad, BS&W, salinidad y acidez.

En forma adicional se debe conocer bien el trazado del oleoducto y los posibles agentes remitentes, teniendo en cuenta que el producto a transportar será la resultante de las distintas mezclas de crudos; siendo lo óptimo que ésta no sea inferior a 22 °API, lo que se traduce, en una viscosidad promedio del orden de 300 cSt.

De acuerdo con lo anterior, para los crudos pesados con gravedad por debajo de 22 °API, se agrega diluyente con °API de 65 en la proporción adecuada para alcanzar la fluidez necesaria que permita los 300 Cst de viscosidad. Se debe disponer de un modelo que calcula entonces los volúmenes de diluyentes para que la mezcla con crudo obtenga la viscosidad deseada y así poder transportar las mezclas sin incrementar costos de la operación y sin mayores afectaciones a sistema de transporte de petróleo, al igual que los caudales o “Q”, utilizados en la fórmula tarifaria actual.

Respecto a las características de los crudos, tales como la gravedad API y el contenido de azufre, dicha producción es movilizada hasta un centro de acopio o nodo, que permite luego su movilización a refinería o a puerto de exportación.

En la tabla siguiente se observa la caracterización de los crudos que son producidos en Colombia.

Calidades de crudo en Colombia

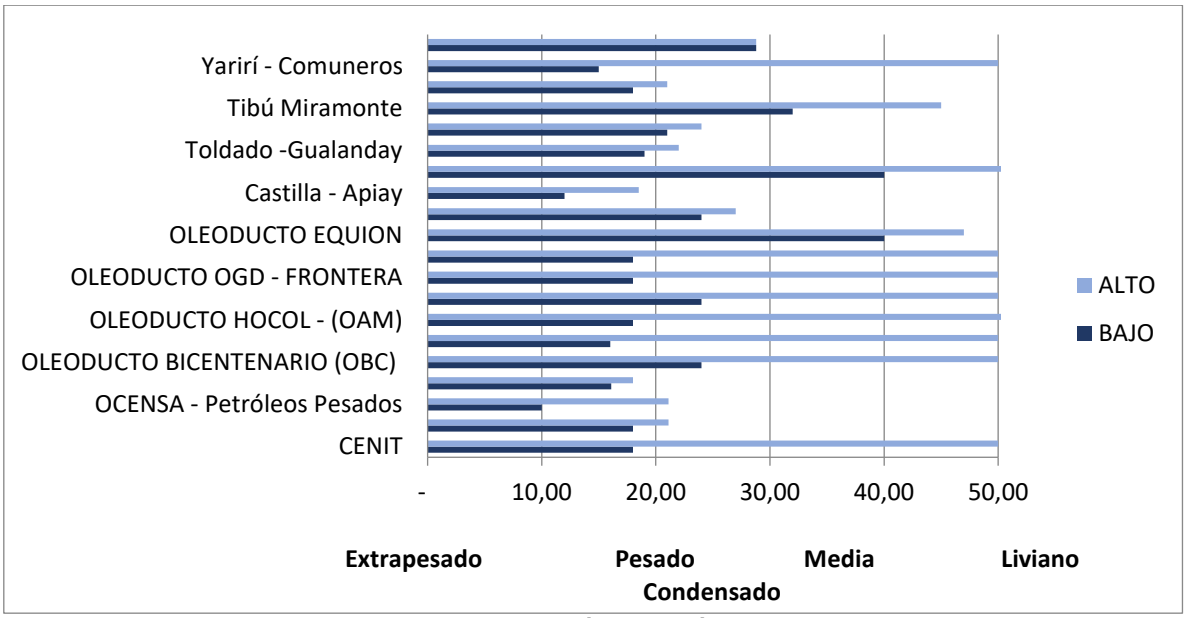
CALIDADES DE CRUDO												
PARÁMETRO	Unidad	Vasconia Blend	Vasconia Norte Blend	Magdalena Blend	Caño Limón	Liviana	South Blend	Castilla Blend				
								Monterrey - Araguaney	Coveñas - Cartagena	Apiay - Monterrey - Altos -	Vasconia - GRB	Galán - Coveñas (Castilla
API	°API @60°F min	24,0	21,1	17,0	28,0	28,0	28,0	18,0	18,0	15,0	15,0	17,0
	°API @60°F max	28,0	28,0	23,0	31,0	50,0	30,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
VISCOSIDAD	Mínimo en cSt @ 30°C									300		
	Máximo en cSt @ 30°C	100	100	250(*)	30	30	20	300	600	600	600	400
%BSW	Máximo en %vol	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500	0,800	0,500	0,800	0,500	0,500
SAL	Máximo en PTB	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
ACIDEZ	Máximo en mg KOH/g	0,8	0,8	6,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0
TEMPERATURA DE RECIBO	Máximo en °F	120										
PRESIÓN DE VAPOR	Máximo en PSIA	11										
PUNTO DE FLUIDEZ	Máximo en °C	12										

Fuente. Información CENIT

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

De acuerdo con las calidades del crudo reportada por los agentes, se puede definir y caracterizar los tipos de crudo no sólo por el productor o transportador, sino también por las redes por las que se van a mover los diferentes crudos, para lo cual los transportadores han fijado o definido unos parámetros, para permitir el ingreso del crudo cada uno de los oleoductos, que se resumen a continuación.

Parámetros de Grados API aceptado por los Transportadores



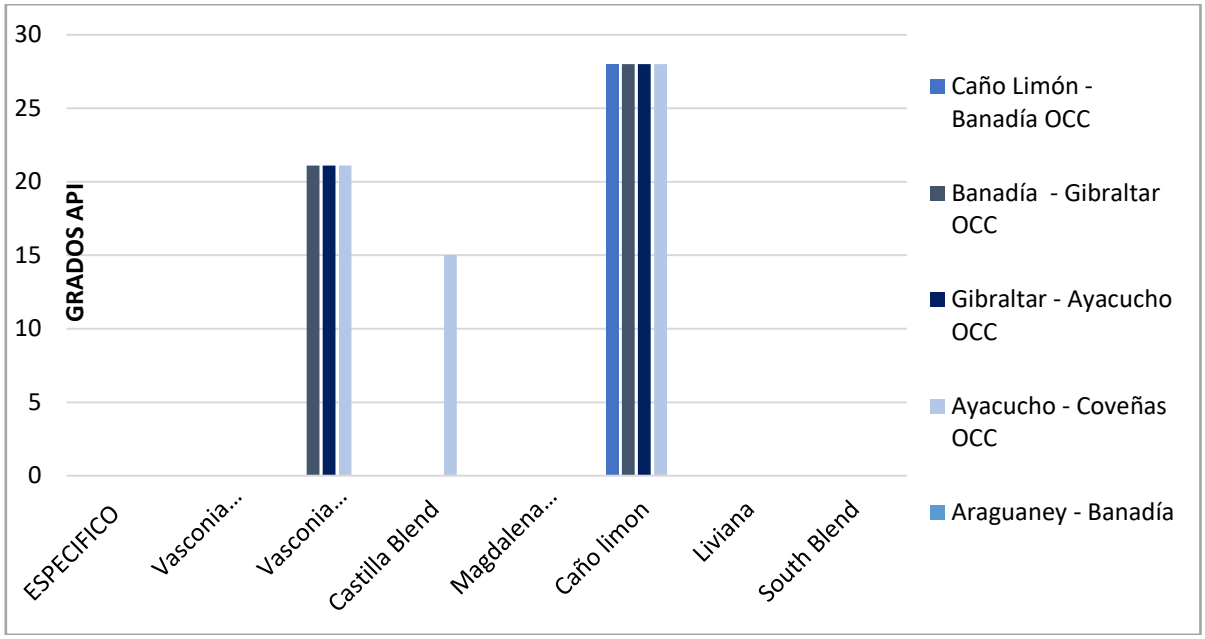
Fuente. Equipo consultor

De acuerdo con la gráfica anterior se evidencia cómo los transportadores han optado por colocar parámetros de calidad de los crudos a los productores para poder ingresar los crudos a los tubos. Es el caso de Cenit, Oleoducto Bicentenario en algunos tramos.

De igual manera y considerando que la producción actual de los Llanos es del 81%, en la gráfica siguiente, se observa los grados API que deben tener los crudos que se transporten por la red asociada a esta región.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

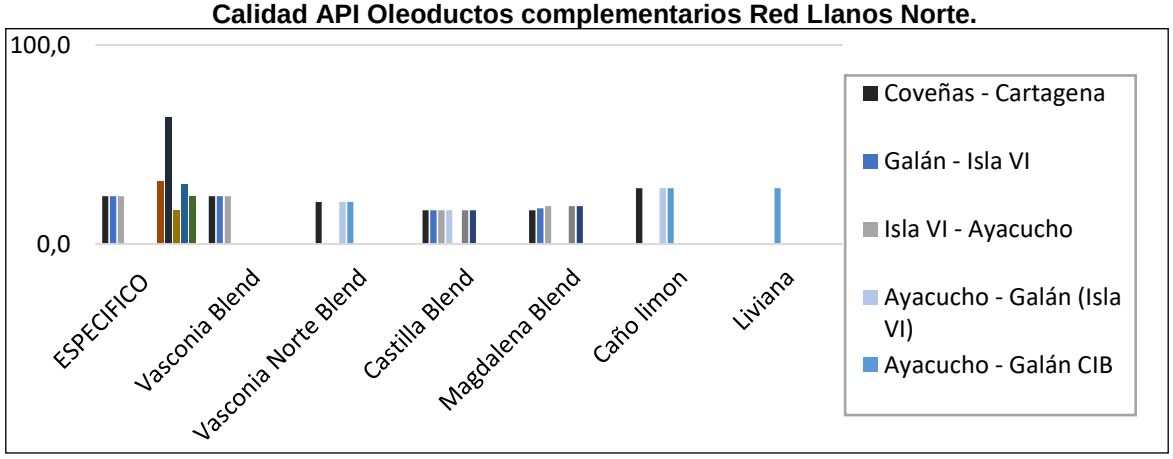
Calidad API Oleoductos principales Red Llanos Norte Principal



Elaborado: Equipo Consultor

De igual manera bajo la misma consideración de la mayor producción de los Llanos, incluso en los oleoductos complementarios, se observa que transportan crudos medianos con valores de API que oscilan entre 15 y 28 y tan sólo un oleoducto que transporta crudo liviano.

Calidad API Oleoductos complementarios Red Llanos Norte.



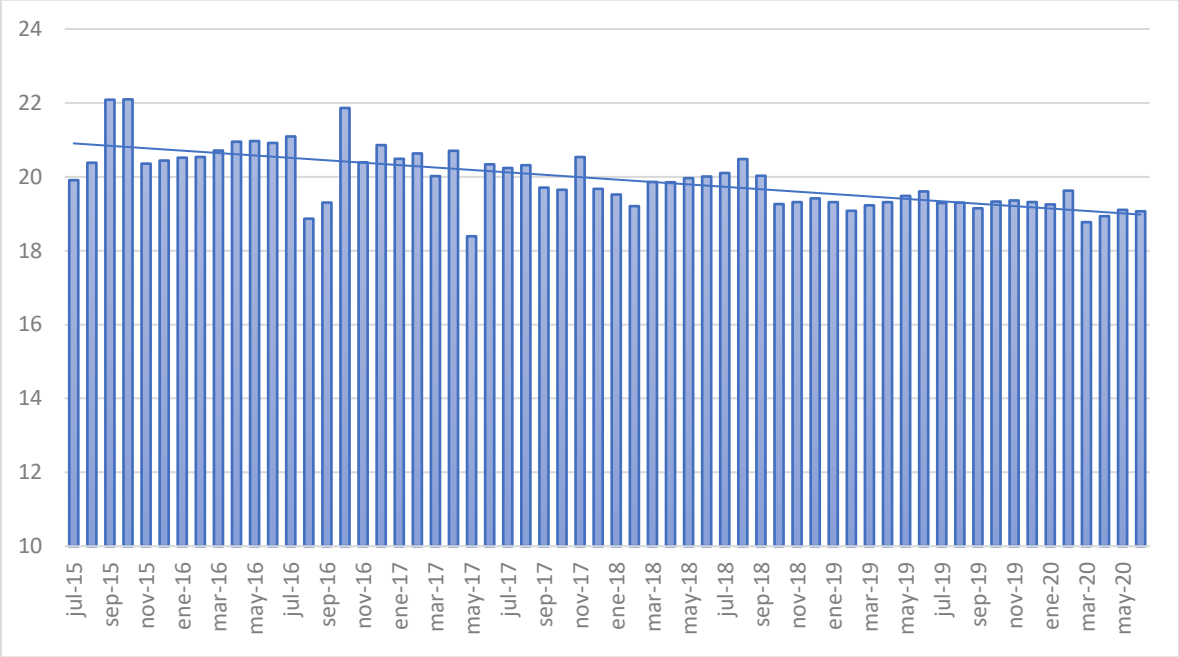
Fuente: Equipo Consultor

En concordancia con lo anterior, y de acuerdo con la información suministrada por los diferentes transportadores, los tipos de crudos transportados durante el periodo 2015 a

2020 están dentro de lo establecido por los mismos y con un porcentaje alto de crudos pesados, que reafirma la tendencia de mayor producción de este tipo de crudos.

Adicionalmente el equipo consultor elaboró un análisis de las calidades de los principales productores que agrupan poco más del 80% de la producción actual, encontrando que la calidad del crudo se ubicó para este grupo en 19,9° lo que corresponde a crudos pesados, como se aprecia en la gráfica siguiente, reconfirmando que en su mayoría los crudos producidos y transportados son pesados, a pesar de algunas excepciones de mayor calidad ubicadas en puntos específicos del país.

Histórico del Promedio de °API Principales Productores



Fuente: Equipo Consultor

A su vez, también se desprende del análisis de calidad de los crudos que esta tiene una tendencia a ser cada vez más pesados, lo que implica que en términos generales los sistemas y remitentes deberán adaptar sus operaciones y sus estructuras financieras a esta situación. Ya que esto implica mayores costos de operación y otros, así como también la necesidad de mayor utilización de DRA's.

La tarea de transportar estos crudos pesados que son como "brea", requieren conocimiento técnico y estar en permanente actualización para garantizar la eficiencia y disponibilidad de la estructura y el movimiento de los crudos de manera eficiente. Un crudo muy pesado para que sea transportado de manera eficiente dentro de la infraestructura actual, debe tener en cuenta el uso de reductores de fricción para mejorar la movilidad, diluyentes y en algunos

casos aumentar las unidades de bombeo o aumentar su potencia, además de adecuar los puntos de recibo y de rebombeo, siempre sin afectar la calidad ni las características del petróleo transportado.

Por consiguiente, se debe planear ofrecer un crudo estándar con las calidades que el comercializador internacional requiere, para que cuando llegue a su destino pueda pasar directo a la refinería sin ningún tratamiento previo.

En ese sentido, se debe trabajar en almacenamiento estratégico, dilución, codilución, calentamiento del crudo, especificaciones de mezclas como los requiera el destinatario internacional o abastecimiento robusto, entre otras, pero siempre con el objetivo de cumplir con los pedidos, persiguiendo que el producto sea lo que el cliente necesita.

Por ello el transportador debe hacer un análisis integrado del producto cuando se recibe. Lo primero es tener suficiente almacenamiento y excelencia operativa, complementado con esquemas de bacheo óptimos, entre otros temas. Hoy las refinerías requieren una dieta especial para aprovechar el crudo y desde la logística de transporte, se le debe ayudar a los clientes a entregar el producto que requiere la refinería.

Los crudos por transportar se caracterizan por ser pesados, por tanto, se debe buscar cómo moverlos de la manera eficiente, para lo cual las inversiones y costos de O&M deben estar enfocados a esa movilidad, disponibilidad y buen desempeño de los oleoductos, buscando con el productor cómo bajar las partes por millón de azufre al crudo y hacer las dietas que los remitentes requieren. Siempre teniendo claro que los clientes que se atienden son dos grandes grupos: las refinerías y los comercializadores internacionales, que son el mayor porcentaje, quienes a su vez ofertan a las refinerías de todas partes del mundo.

Volúmenes y características de crudos exportados

Transportar subproductos del crudo o combustibles resulta más complejo y logísticamente más exigente que transportar crudos, lo que permite indicar qué consideraciones de economía y logística recomiendan que las refinerías deben construirse cerca de los mercados, pues evita que los derivados se movilicen a grandes distancias y que sea la logística y el costo de transporte del crudo menores que en el caso de los derivados.

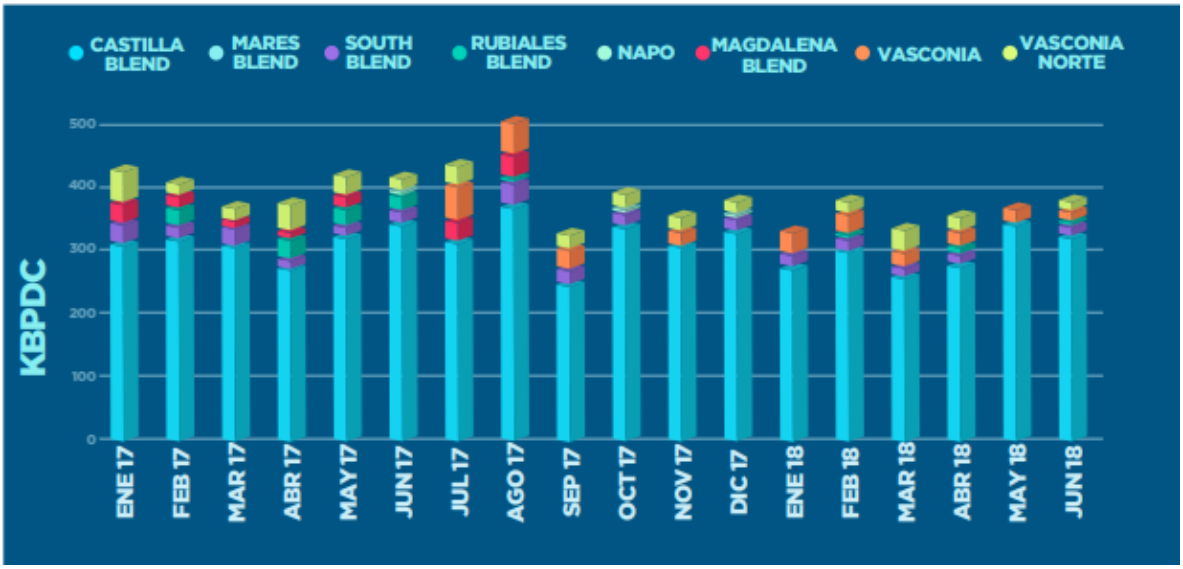
Además, la calidad de los productos y del mismo crudo es un tema básico para el desarrollo de los mercados. Hoy las refinerías tienen que optimizar su operación mediante la adecuada escogencia del portafolio de crudos que les permiten cumplir las especificaciones de los productos, de conformidad con los equipos o configuración de la refinería.

La tendencia en mercados desarrollados es hacia productos de mayor calidad, lo cual significa el uso de crudos ligeros de mayor costo o crudos pesados más baratos, pero más complejos de refinar. Esta tendencia ya está permeando las economías emergentes por la concientización ambiental del planeta, obligando a utilizar crudos con menores contenidos de azufre y sistemas más complejos de refinación.

Lo anterior será el parámetro o racero de los crudos que se deben tener para exportación, aunque igual en tiempos de escasez los exportadores o comercializadores exportarán los crudos disponibles en el país.

En la gráfica siguiente se muestra la distribución de los tipos de crudos que se exportan de Colombia y en la que sigue los volúmenes promedios exportados para el periodo 2015-2020, donde se observa una tendencia decreciente.

Tipo de crudos exportados



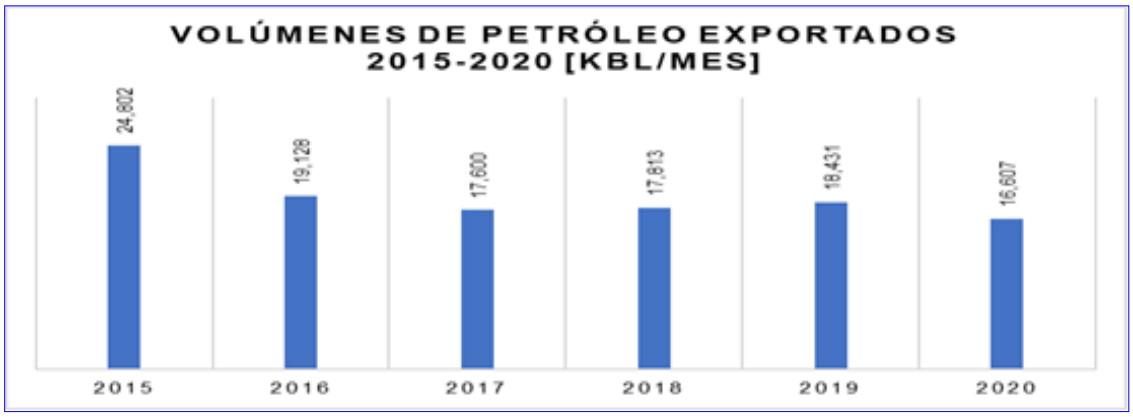
Fuente: Boletín_ estadístico_2018 UPME

De acuerdo con la gráfica anterior, el mayor porcentaje de crudo exportado es de tipo Castilla Blend conforme a las características definidas en el anteriormente;

- °API mínimo entre 15 a 18 @60°F,
- °API máximo 21 @60°F, con una viscosidad de 300 Mínimo en cSt @ 30°C y 600 Máximo en cSt @ 30°C, un % BSW de 0.500 y 0.800 Máximo en %volumen, salinidad de 20 Máximo en PTB y una acidez de 0,8 a 1,0 Máximo en mg KOH/g.

En consecuencia, a la disminución de producción durante los 5 años evaluados, el nivel de exportación de crudo también disminuye en la misma proporción y siempre estará definido este aspecto más que por condiciones de la capacidad de transporte, que está adecuada a los volúmenes necesarios en los puertos.

Volúmenes de exportado periodo 2015 a 2020



Fuente: Boletín estadístico 2018 UPME[16] & DANE[17] – Elaboró: Equipo Consultor

Características de los puertos de exportación

Los puertos o terminales de exportación o despacho en Colombia están localizados sobre las costas del país de una manera estratégica respecto a la ubicación de los campos y con la infraestructura necesaria de transporte para llevar los crudos hasta estos terminales. Los principales terminales son:

i) **Terminal Marítimo Coveñas**; Tiene una tasa de Cargue de 10,000 barriles por hora (bph)

ii) **Terminal Tumaco – Amarradero flotante** Construido por la Texas Petroleum Co., en 1969, para buque-tanques desde 25000 hasta 100000 DWT Tiene una tasa de cargue de 17.000 a 23.000 barriles/hora.

iii) **Terminal de Coveñas de ODC:** tiene un patio de tanques con una capacidad de almacenamiento total aproximado de 2.650.000 barriles para el recibo y el despacho de crudos y las facilidades para la entrega de crudos a las instalaciones costa afuera (cargue de buque-tanques) por medio de cinco (5) unidades principales de bombeo.

16 https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

17 https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-historicos

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 el 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 Oleoducto OCENSA
- Transferencias provenientes de la Refinería de Cartagena.

Los tipos de crudo que actualmente maneja la Estación son crudos pesados, medios y livianos.

- **El Terminal de Coveñas de OCENSA**

Estación de almacenamiento, transferencia y exportación. El Terminal de Coveñas de Ocensa recibe los baches resultantes que después del despacho en las Estaciones Cusiana o El Porvenir, 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 de éste y luego son exportados o transferidos de acuerdo con la programación que se haya definido con anterioridad.

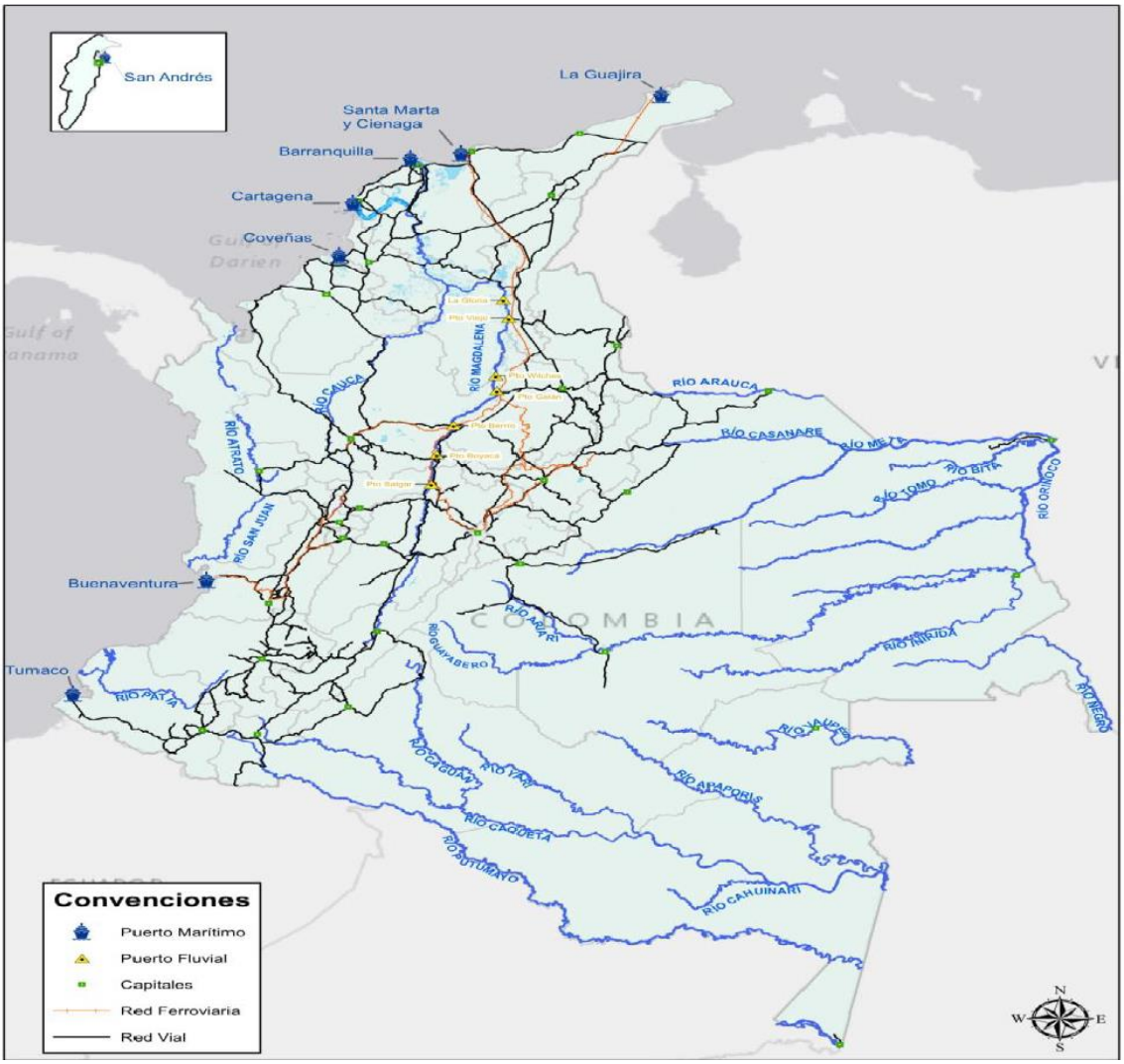
En lo concerniente al Oleoducto OCENSA, la operación del Terminal consiste en recibir y almacenar los crudos provenientes que se transportan en la línea de 30”, realizar transferencias de crudo hacia otras dependencias o recibir transferencias de crudo provenientes de otras dependencias en tanques de propiedad OCENSA. Otra operación del Terminal como las operaciones de Cargue de Buque-Tanques también 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 Buque Tanques en la actualidad son entre 500 KBls a dos (2) millones de Barriles. La capacidad total de almacenamiento es de 2.800.000 Barriles.

Dentro del análisis que se está efectuando de la metodología y fórmula tarifaria actual y dentro de los aspectos que se consideran adelante, está el revisar si en el costo de

las tarifas se deben incluir los puertos de exportación y los tanques de almacenamiento intermedio y si estos exceden un porcentaje (%) del total del costo de todo el ducto, se debe considerar reportarlo por separado como una unidad de negocio, en el estudio de terminales y almacenamiento con una tarifa diferente.

Localización de puertos de exportación o terminales en Colombia



Fuente. UPME. Plan de abastecimiento de combustibles_ final 2019

Respecto de las exportaciones de crudo, Ecopetrol las incrementó en 24,5% y la de productos en 25,8% a Estados Unidos, en el primer trimestre de 2019 en comparación con el mismo periodo del año anterior. Específicamente, las ventas de crudo pasaron de

157.100 barriles de petróleo equivalentes por día (bped) a 195.600 bped, mientras que las ventas de productos subieron de 39.500 bped a 49.700 bped.

Los mayores volúmenes de crudo se exportaron a la zona del Golfo de México (EEUU), a donde se enviaban cargamentos con 143.700 barriles bped, lo que representó un incremento de 3,4% en comparación con el mismo periodo de 2018.

Entre tanto, las ventas de productos registraron su mayor incremento en la Costa Oeste de los Estados Unidos al pasar de 3.300 bped a 6.700 bped, lo que representó un incremento del 103%.

Las principales razones del buen comportamiento en las exportaciones de crudo a Estados Unidos fueron el aprovechamiento de oportunidades de venta frente a menor suministro por parte de otros países, incluido Venezuela, así como mayor disponibilidad de crudo para venta por el incremento de la producción del Grupo Ecopetrol en el primer trimestre de 2019, la cual fue de 728 mil barriles de petróleo equivalente por día, superior en 3,8% al mismo periodo del año anterior.

Las exportaciones de productos también se incrementaron en los primeros tres meses del año 2019 debido al buen desempeño de la Refinería de Cartagena, que elevó su producción y capacidad de carga de diésel de bajo azufre y coque en este periodo.

El Golfo de los Estados Unidos ha sido el principal destino de los crudos de Colombia. Sin embargo, ha venido incrementando las exportaciones a las demás costas de ese país y diversificando las ventas a otros destinos del mundo. Por ejemplo, las ventas de crudo y productos a Asia crecieron 16% en el primer trimestre.

ANÁLISIS O DIAGNÓSTICO DE LA DINÁMICA DE LA PRODUCCIÓN ASOCIADA AL TRANSPORTE

De acuerdo con la información sobre el transporte de crudo en Colombia, la dinámica de la producción, como se evidenció en los anteriormente, está asociada a los precios y consumos de crudo en el país y en el mundo, al igual que el comportamiento del transporte de estos crudos por oleoductos, siendo una relación de funcionalidad directa y obvia; si la producción baja el volumen o caudal de crudo transportado también disminuye en la misma proporción, pero al analizar el comportamiento de utilización de los oleoductos se encuentra que este también disminuye, sólo que lo hace en mayor proporción que la relación de la disminución de la producción.

El transporte por oleoductos permite, de una manera eficaz y rápida, el transporte del crudo, pero a su vez exige aumentar la capacidad de producción que se tiene en cada periodo de tiempo, pero a la vez que la capacidad instalada de transporte sea utilizada y no que su factor de uso sea bajo y esto conlleve a que el valor de las tarifas de transporte se incremente.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Dentro de la dinámica que se debe mantener en el sector transporte de crudo por oleoducto, es importante buscar un portafolio de servicios encaminados a que la logística no sea sólo evacuar el petróleo, sino atender las necesidades de los remitentes sobre las calidades, sobre el seguimiento y control de la integridad de los ductos, porque algunos crudos son muy ácidos, tienen niveles elevados de azufre y generan oxidación o corrosión.

Para que la dinámica entre los agentes relacionados con la producción y el transporte funcione adecuadamente, se debe tener como mínimo lo siguiente:

Requisitos técnicos para el Transportador

- Información para nominación anticipada de calidad, cantidad, fechas de ingreso y rutas a transportar de los clientes.
- Crudo con viscosidad no superior a 600 Centi-stokes.
- Disponibilidad operativa del Oleoducto.
- Diluyentes disponibles para el transporte en proporciones adecuadas según la calidad de crudo (DRA- Nafta)
- Descargaderos habilitados para entrega de crudo.
- Instrumentos de medición habilitados en los puntos de recibo y despacho de petróleo para confirmar calidad y cantidad entregada.
- Tubería habilitada y en condiciones de presión normales para transporte de crudo.

Requisitos que debe cumplir el Productor/Remitente

- Entrega en calidad y cantidad en fechas pactadas a buques y refinerías.
- Cumplimiento en entregas al consumidor final en un terminal, refinería o nodo, cumpliendo la cantidad y calidad pactada.
- Acceso disponible.
- Tarifas reguladas y sostenibles avaladas por el Ministerio de Minas y Energía, para acuerdos a largo plazo.
- Relacionamiento constante e inversión social con las comunidades de áreas de influencia
- Adopción de tecnología que garantice el cumplimiento de estándares internacionales y disponibilidad.
- Facilidades para el ingreso y transporte de crudos pesados y extrapesados.

De acuerdo con los anteriores requerimientos de cada parte o agente, se puede enmarcar de una manera sencilla la dinámica para el manejo del volumen producido y el volumen a ser transportado, de manera general así:

- Un productor/remitente, operador, productor/operador, comercializador vende el crudo a un tercero.
- El remitente, productor/remitente o comercializador dueño de la cantidad de petróleo que puede producir y vender sujeto a la accesibilidad, disponibilidad, proximidad y capacidad de los sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos.

- El remitente a la vez entrega el punto de transferencia de custodia o de medición; puntos de medición oficial PMO, al transportador quien entrega nuevamente al agente o cliente que defina el Remitente en las mismas condiciones de cantidad y calidad que recibió, en un punto de salida establecido; nodo, refinería o puerto.

No obstante, como parte del proceso de producción y transporte del crudo por oleoducto, se pueden presentar situaciones que dificultan la actividad como las siguientes:

- Si bien la mayor parte del volumen de crudo de la producción de un productor es entregada para su envío, en algunos casos es entregada en instalaciones de propiedad de terceros, sobre las cuales no tiene control y en cualquier momento estas instalaciones pueden descontinuar o disminuir sus operaciones, como resultado de exigencias normales de mantenimiento o como resultado de eventos inesperados. Esta situación puede afectar adversa y significativamente la capacidad del productor de procesar su producción y entregarla para su venta.

- La falta de disponibilidad de capacidad en cualquiera de los sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos puede tener como resultado la incapacidad de la compañía de hacer efectivo todo el potencial económico de su producción o la reducción del precio ofrecido por la producción.

Adicional a lo expuesto y siguiendo el proceso de diagnóstico de la dinámica producción-transporte de crudo, a continuación, se muestra en KBPD, la producción para el período del quinquenio 2015 al 2020, agrupándolos por zonas, de acuerdo con las regiones o departamentos, a su vez asociados a puntos de entrada o nodos de las redes de transporte definidas en el estudio.

Dentro de esta división, un parámetro que será importante, adicional al trazado de la misma red, serán los definidos con los valores de afectación por el cambio de gravedad API, porque con ello, luego se calculan los máximos volúmenes que movilizará cada uno de los ductos.

Esta capacidad puede variar de un periodo a otro para un mismo oleoducto, en la medida que se modifique la participación de los diversos crudos que llegan al nodo, cada uno con su gravedad API. Se considera aquí igualmente el análisis del almacenamiento disponible en cada nodo y se determinan los días de flexibilidad operacional, indicándose las necesidades adicionales para cubrir un periodo de tiempo y se define igualmente el año de máxima necesidad de almacenamiento.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Distribución regional de producción asociada a redes de transporte

REGION	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Llanos	**745.169**	**659.978**	**633.932**	**639.383**	**670.913**	**615.836**
Arauca	53.912	48.028	44.824	47.801	55.961,43	56.720
Casanare	179.616	164.250	165.250	170.107	170.271,58	145.016
Meta	511.634	447.700	423.857	421.474	444.680,42	414.101
Vichada	7					
Sur	**44.534**	**38.199**	**37.172**	**34.153**	**29.624**	**21.263**
Caqueta				0,04		
Cauca	1.112	1.003	873	670	550,50	679
Nariño	299	333	265	257	233,70	116
Putumayo	43.123	36.863	36.033	33.226	28.839,62	20.468
Centro	**97.762**	**84.542**	**77.758**	**73.222**	**68.436**	**67.564**
Boyacá	47.064	41.745	36.346	34.033	32.017,09	30.258
Cundinamarca	384	299	274	213	196,81	495
Huila	30.024	26.903	25.203	24.128	23.584,15	24.002
Tolima	20.291	15.595	15.935	14.848	12.637,70	12.809,91
Noroccidente	**57.176**	**13.353**	**17.599**	**26.115**	**24.348**	**20.078**
Atlántico	10	33	73	222	459,71	558
Cesar	10.564	9.613	14.152	22.947	21.766,34	16.399
Norte de Santander	46.449	3.501	3.130	2.787	1.972,86	2.721
Magdalena	154	207	244	158	149,20	400
Nororiente	**101.842**	**90.118**	**87.661**	**90.790**	**90.015**	**88.265**
Antioquia	24.935	20.465	18.428	16.429	15.602,49	15.898
Bolivar	12.051	12.031	10.239	10.338	14.692,65	16.921
Córdoba	2	2	1	0,45	0,25	0
Santander	64.832	57.601	58.953	63.986	59.684,87	55.415
Sucre	21	20	39	37	34,88	30
TOTALES AÑO	**1.046.484**	**886.190**	**854.121**	**863.663**	**883.336**	**813.007**

Fuente. Equipo Consultor con datos de la ANH.

En conclusión, la dinámica que se ha presentado y se evidencia con la anterior tabla, está de acuerdo con las proyecciones efectuadas dentro de varios estudios revisados, el promedio de barriles por día disminuye.

Si bien se esperaba que el 2017 cerrará con una producción de 861.000 bpd, el 2018 con 884.000 bpd, el 2019 con 886.000 bpd y el 2020 con 875.000 bpd, los datos de las proyecciones no estuvieron alejados de los resultados reales; sólo se presentó desviación del valor esperado en el 2020, por la situaciones sociales y económicas conocidas.

Pero a diferencia del decrecimiento de la producción en el país y en las diferentes zonas durante los últimos años, se observa el aumento en la producción en la zona de los Llanos, que alcanzó el 76% del total de la producción como se muestra, lo proviene al crecimiento en la producción de crudos pesados, asociada a las redes definidas en este estudio como Llanos Norte y Llanos Centro, que están interconectadas como respaldo a la continuidad del servicio.

Crecimiento en producción de las zonas

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LLANOS	71%	74%	74%	74%	76%	76%
SUR	4%	4%	4%	4%	3%	3%
CENTRO	9%	10%	9%	8%	8%	8%
NOROCCIDENTE	5%	2%	2%	3%	3%	2%
NORORIENTE	10%	10%	10%	11%	10%	11%

Fuente. Equipo Consultor con datos de la ANH

Las cifras de las tablas referidas son reflejo de que la dinámica del transporte de crudo por oleoductos en Colombia se encuentra operando de acuerdo con la producción propia de las zonas especiales y redes definidas en el estudio, confirmando que cada vez es necesario transportar crudos más pesados y desde lugares geográficamente más remotos a los centros de exportación y refinerías, con condiciones más extremas para su transporte y almacenamiento.

ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE CRUDO, EN FORMA INDEPENDIENTE

De acuerdo con lo analizado en el anteriormente y con la caracterización que se efectuó por redes, por la ubicación de ductos y campos de producción, las características de la calidad de volúmenes de producción de hidrocarburos evidencian la necesidad de considerar para el transporte las distintas variables operativas en cada oleoducto en particular, como parte de una red para llevar el crudo a un nodo definido, para poder tener un correcto desempeño operativo, representado en la relación Volumen transportado/Volumen producido.

Se debe considerar para los análisis de los sistemas de transporte, aquello que está en función de su operación, desempeño y costos, para garantizar que las distintas variables del proceso del transporte como flujos, calidades de crudos, programación de bombeo del ducto, consumo energético y reductores de fricción, estén en el rango adecuado, haciendo un transporte eficiente para no generar gastos adicionales para las compañías.

Para la operación por redes entre el punto de entrada y el punto de salida de los principales oleoductos, se debe empezar por establecer sus especificaciones técnicas y diseño, para

después definir sus comportamientos respecto a los volúmenes, capacidad y la calidad de las mezclas de crudo en cada tramo o si hay algún nodo de acopio y en caso de que ésta sea inferior a 22°API, evaluar el tema del cálculo de la cantidad de diluyente y la afectación de cada ducto.

De otra parte, se busca cargar los oleoductos hasta llegar al punto de máxima capacidad, con el fin de minimizar el uso de carrotanques. Cuando la oferta excede la capacidad de un oleoducto, se hace necesario diseñar una secuencia de carga de éste, con el fin de maximizar su capacidad de transporte, teniendo en cuenta el principio de que mientras más livianos sean los crudos, mayor capacidad se obtiene del oleoducto; por tanto, se procede a cargar primero las corrientes de mayor gravedad API y posteriormente las menos livianas.

Con base en lo anterior, los oleoductos fueron agrupados en redes y dentro de ellas se efectuó el análisis de cada uno de manera integral e independiente, como se presenta seguidamente.

Red Llanos Norte

La Red Llanos Norte, junto con la Red Llanos Centro, son los sistemas por donde se movilizan el 76% de la producción en Colombia, asociado a la Región Llanos.Esta red tiene como eje central el Oleoducto Cañón Limón - Coveñas de Cenit y el Oleoducto Bicentenario (Araguaney – Banadía) con una longitud de 656,24 Kilómetros en tuberías ente 18 y 42 pulgadas y los demás ductos asociados a la red con una extensión de 1259 kilómetros en tuberías de 4 a 18 pulgadas, como se aprecia en la siguiente tabla, para un total agregado de la red de 1915 kilómetros de tubería.

Red Llanos Norte – Oleoductos principales

	TOTAL RED LLANOS NORTE		1915,5		PUNTO				CAPACIDAD	
	OLEODUCTO		SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	CENIT	Oleoducto Caño Limón - Coveñas	OCC	Caño Limón - Banadía OCC	Caño Limón	Banadía OCC	18	78,448	250	230
				Banadía - Gibraltar OCC	Banadía	Gibraltar OCC	18	48,292	220	202,4
				Gibraltar - Ayacucho OCC	Gibraltar	Ayacucho OCC				
				Ayacucho - Coveñas OCC	Ayacucho	Coveñas OCC	24	299,5	278	250
2	BICENTENARIO	Oleoducto Araguaney - Banadía - BICENTENARIO	Oleoducto Araguaney - Banadía *(A partir de 08/15, integró operaciones a ODL)*	Araguaney - Banadía	Est. Araguaney	Banadía	42	230	240	150
							TOTAL	656,24		

Fuente: Equipo Consultor

La red Llanos Norte en longitud de tubería representa el 28.3% de la longitud total de los oleoductos de Colombia, pero tan sólo el eje principal Oleoductos Bicentenario y Caño Limón representan el 9,7% del total de las tuberías de transporte de crudo. Por esta red se está movilizando el mayor volumen de crudo del país desde los Llanos Orientales y cuenta con el mayor diámetro de los ductos del país, que corresponde a 42 pulgadas.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

La Red Llanos Norte en el Oleoducto Bicentenario; entre el nodo de Araguaney y el nodo de Banadía en términos generales ha presentado un bajo nivel de utilización en los últimos periodos, a pesar de que está en la zona de mayor producción de crudo.

Como parte de esta red Llanos Norte se incluyen aquellos oleoductos que están relacionados con los dos Nodos principales de la misma red que son Araguaney y Ayacucho, y que por tanto están transportando crudo del lado de los Llanos o del este del país. Considerando como Nodo principal Ayacucho al recibir lo de la Red Llanos Norte incluyendo el crudo del Nodo Araguaney y el proveniente de la zona de Tibú, así como de otros oleoductos de otras redes. Dentro de esta zona también está el oleoducto Ayacucho – Coveñas 16” que es una línea complementaria o respaldo de la parte del Oleoducto Caño Limón Coveñas, en el tramo Ayacucho – Coveñas que es de 24”.

Red Llanos Norte – Tramos complementarios Ayacucho

	Zona Ayacucho		863,6		PUNTO				CAPACIDAD	
	OLEODUCTO		SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	CENIT	Oleoducto Galan - Ayacucho 18"		Galán - Isla VI	CIB - GBR	Isla IV	18	32	80	70
				Isla VI - Ayacucho	Isla IV	Ayacucho	18	154,4	80	70
2		Oleoducto Ayacucho - Galán 14"		Ayacucho - Galán (Isla VI)	Ayacucho	Galán	14	188,7	51	45
3		Oleoducto Ayacucho - Galán 8"		Ayacucho - Galán CIB	Ayacucho	Galán (Casa Bombas N° 8)	8	190,538	20	18
4		Oleoducto Ayacucho - Coveñas 16"		Ayacucho - Cicuco 16"	Ayacucho	Cicuco	12	281,51	61,2	55,08
				Cicuco - Coveñas 16"	Cicuco	Coveñas	16			
5	ECOPETROL	Oleoducto Tibú - Miramonte		Tibú - Miramonte Seg. 1	Est. I-21 Tibú	Segm. 1 (Cambio de diámetro)	12	8,44	19,89	19,2933
				Tibú - Miramonte Seg. 2	Segm. 1 (Cambio de diámetro)	Segm. 2 (Cambio de diámetro)	10	3,16	19,89	19,2933
				Tibú - Miramonte Seg. 3	Segm. 2 (Cambio de diámetro)	Segm. 3	12	1,227	19,89	19,2933
				Tibú - Conex. Con ORZA en KM 63+00, antes de llegar a Est. Miramonte	Segm. 3	Est. Conex con ORZA	12	3,594	19,89	19,2933
							TOTAL	864		

Fuente. Equipo Consultor.

Los demás oleoductos que se agrupan dentro de la red de Llanos Norte están asociados al Nodo de Araguaney, lo que redunda en que recogen crudos en el Llano de campos de la región de Gloria Norte, Los Toros y Sardinas y terminan en el Nodo de Araguaney, siendo crudos pesados. En la siguiente tabla se relacionan estos oleoductos que son complementarios dentro de la Red de Llanos Norte.

Red Llanos Norte – Tramos complementarios Araguaney

	Zona Araguaney		395,7		PUNTO				CAPACIDAD	
	OLEODUCTO		SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	ECOPETROL	Oleoducto Gibraltar - Conex. Caño Limón		Gibraltar - Caño Limón	Gibraltar	Conexión e inyección en el OCLC (Gibraltar)	4	1,95	10	9,7
2	HOCOL	Oleoducto Ocelote - Palmeras	OOP	Ocelote - Palmeras	Ocelote	Est. Palmeras	12	54,3	43	40,85
3	PERENCO COLOMBIA LIMITED	Oleoducto La Gloria Norte - Araguaney		La Gloria Norte - Morichal	Est. La Gloria Norte	Est. Morichal	8	13	9	
				Morichal - Araguaney	Est. Morichal	Est. Araguaney	8	16,6	18,1	
4		Oleoducto Los Toros - Araguaney		Los Toros - Gavan	Est. Toros	Est. Gavan	8	62,1	10,8	
				Gavan - Barquereña	Est. Gavan	Inyección del Campo Barquereña	8	18	18	
				Barquereña- Araguaney	Inyección del Campo Barquereña	Est. Araguaney	8	48,5	20,5	
5		Oleoducto Sardinas - Araguaney		Sardinas - Chigüiros	Estación Sardinas	Estación Chigüiros	8	61,8	13,3	
				Chigüiros-Tocaría	Estación Chigüiros	Inyección de crudo proveniente del campo Tocaría	6 y 8	40,1	13,7	
				Tocaría - Araguaney	Inyección de crudo proveniente del campo Tocaría	Estación Araguaney	8	16,41	18,5	
6	OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC	Oleoducto Caricare - Caño Limón		Caricare - Caño Limón	Est. Caricare	Est. Caño Limón	10	36,6	36,5	35,405
7	EQUION	Oleoducto El Morro - Araguaney	EMA	El Morro - Araguaney	Est. El Morro	Est. Araguaney	6	26,3		
							TOTAL	395,7		

Fuente: Equipo Consultor.

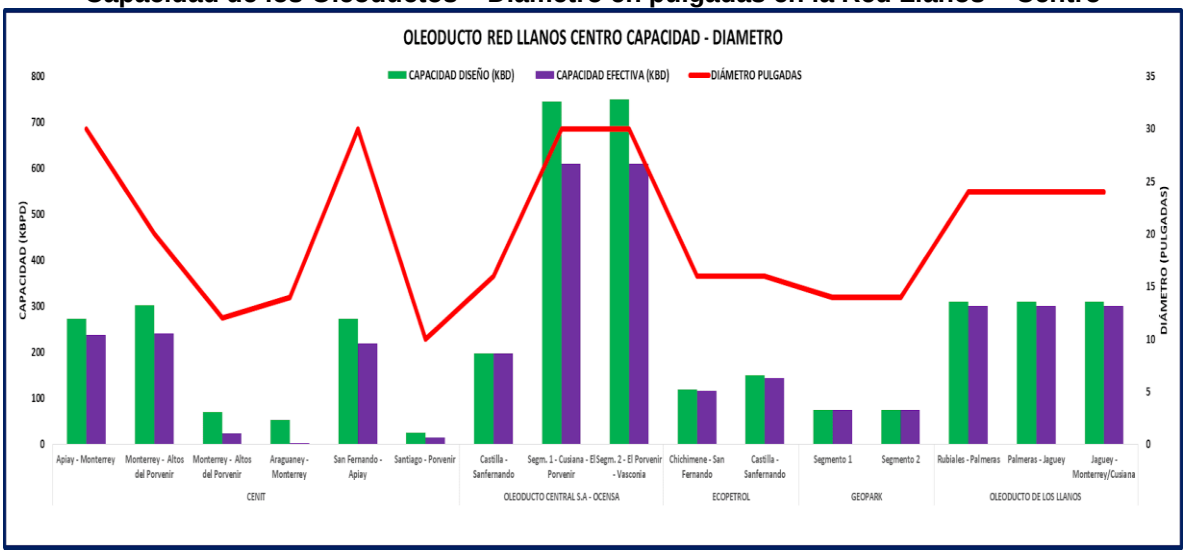
Red Llanos Centro

La red Llanos Centro está compuesta por parte de los oleoductos que son propiedad de OCENSA (Segmentos 0, I y II), CENIT, ECOPETROL, GEOPARK y CEPSA, y la totalidad del Oleoducto de los Llanos (ODL). Estos oleoductos atienden la zona de mayor producción del país, que son los Departamentos del Meta y Casanare, transportando el crudo de los Campos Rubiales, Quifa, Castilla entre otros.

Son tubos con diámetros que el 73% son mayores a 14 pulgadas, con una capacidad que igualmente en un 73%, son superiores a 200 KBPD, como se indica en la gráfica, solamente el 27% de estos ductos tienen una vida útil remanente menor a 20 años, como se indica en la gráfica de Capacidad de los Oleoductos – Vida Útil en años en la Red Llanos – Centro.

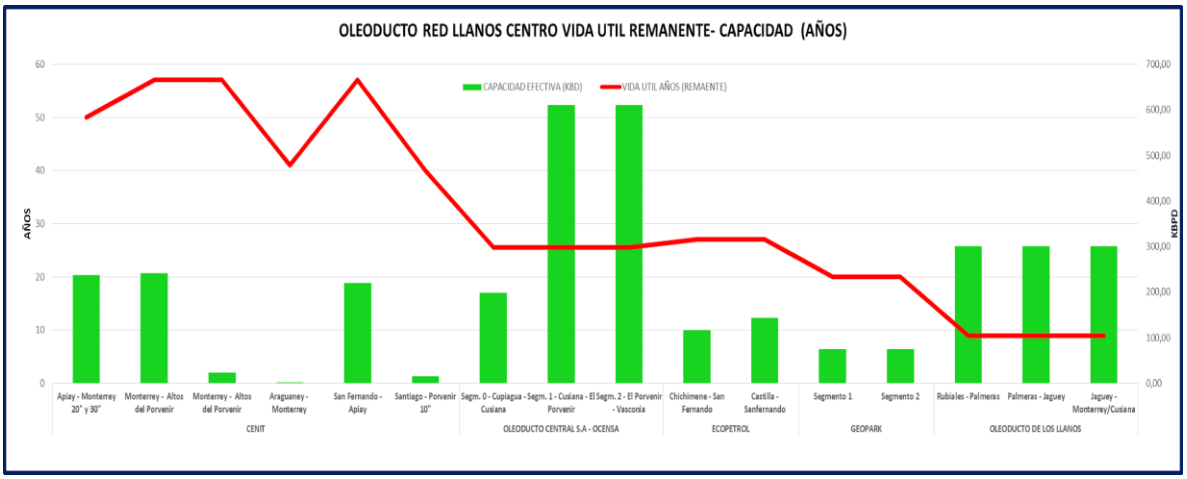
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Capacidad de los Oleoductos – Diámetro en pulgadas en la Red Llanos – Centro



Fuente: Equipo Consultor con datos de los Agentes

Capacidad de los Oleoductos – Vida Útil en años en la Red Llanos – Centro



Fuente: Equipo Consultor con datos de los Agentes

A continuación, se presentan las características de cada uno de estos sistemas de transporte.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Características técnicas oleoductos Red Llanos Centro

	TOTAL RED LLANOS CENTRO		1030,2		NODO				CAPACIDAD	
	TRANSPORTADOR	OLEODUCTO	SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	OCENSA	Oleoducto Central S.A - OCENSA	OCENSA	Segm. 0 - Cupiagua - Cusiana	Cupiagua	Cusiana	16	39	198	198
				Segm. 1 - Cusiana - El Porvenir	Cusiana	El Porvenir	30	33	745	610
				Segm. 2 - El Porvenir - Vasconia	El Porvenir	Vasconia	30/36	287	750	610
2	ODL	OLEODUCTO CENTRAL DE LOS LLANOS	ODL	RUBIALES - PALMERA	Est. Rubiales	EBR 1, Corocora	24	86	340	300,5
				PALMERAS - JAGUEY	Corocora	Jaguey	24	88	340	300,5
				JAGUEY - MONTERREY	Jaguey	monterrey	24	61	340	300,5
				JAGUEY - CUSIANA	Jaguey	Cusiana		51		
							TOTAL	533		
1	CENIT	Oleoducto Apiay - Monterrey 20" y 30"		Apiay - Monterrey 20" y 30"	Apiay	Km. 83,75	30	120	316	240
2		Oleoducto Monterrey - Altos del Porvenir 20/30 (nuevo)		Monterrey - Altos del Porvenir	Monterrey	Altos del Porvenir	20	7,55	273	237,5
3		Oleoducto Araguaney - Monterrey o Monterrey - Araguaney a Bicentenario		Araguaney - Monterrey (Bidireccional a partir del 2014)	Estación Araguaney	Monterrey	14	44,4	53	45,6
					Estación Araguaney	Monterrey	12	59,4	53	45,6
4				Monterrey - Porvenir (Viene de araguaney)	Monterrey	El Porvenir	12	4,16	70	64,4
5		Oleoducto Santiago - Porvenir		Santiago - Monterrey 10"	Santiago	Est. El Porvenir	10	78,2	26	24,4
6	ECOPETROL	Oleoducto San Fernando - Apiay		San Fernando - Apiay	San Fernando	Apiay	30	48,208	273	220,012
7		Oleoducto Castilla - Fernando		Castilla - San Fernando	Castilla la Nueva	Est: San fernando	16	6,08	150	144
8		Oleoducto Chichimene - San Fernando		Chichimene - Castilla	Est. Chichimene	Castilla 2	16	7	120	109
9	CEPSA	Jaguar - Santiago		Jaguar - Santiago	Estación Jaguar	Estación Santiago	8	80,2	20	20
10	GEOPARK	Oleoducto del Casanare	ODCA	Segmento 1	Estación Jacana	Estación Jaguey (ODL)	14	9,57	75	
11				Segmento 2	Estación Tigana	Estación Jaguey (ODL)	14	32,43		
							TOTAL	497,198		

Fuente: Equipo consultor con datos de los Agentes

EL Oleoducto de los Llanos como se mencionó anteriormente es el único transportador cuyo oleoducto está en toda su extensión en esta red; tiene su punto inicial en el campo Rubiales en el departamento del Meta, toma el crudo producido en Campo Rubiales y Campo Quifa. Su primera Estación intermedia es la Estación Corocora, en Palmeras, aun en el Departamento del Meta, ésta es una Estación de rebombeo, en la cual se recogen los crudos que Hocol produce y transporta hasta la Estación Corocora por medio del oleoducto Ocelote – Palmeras; a este punto ha recorrido una distancia de 86 kilómetros.

La siguiente Estación es la Estación Jagüey en el Departamento de Casanare, está a 88 kilómetros de la primera Estación, acá confluyen los crudos producidos en los Campos

Llanos 34 explotados por Geopark, los cuales llegan a la Estación Jagüey a través del Oleoducto de Casanare.

La última parte del Oleoducto de los Llanos inicia en la Estación Jagüey y va hasta El viento donde se bifurca, un tramo en dirección a las facilidades de Cusiana y otro a la Estación Monterrey, este tramo tiene una longitud de 112 kilómetros. Es de anotar que este oleoducto tiene un diámetro de 24 pulgadas en toda su extensión y su capacidad también es constante en 309 KBPD. Su factor de utilización estuvo en promedio en el 75% para los tres tramos, los crudos transportados presentan un API de entre 14 y 16 grados.

El otro eje principal de la red es el oleoducto OCENSA, siendo un sistema troncal que recoge crudos de los llanos y lo lleva hasta el puerto de Coveñas en el Atlántico. Se ha dividido en cuatro segmentos, de los cuales tres hacen parte de la Red Llanos – Centro. El primer segmento denominado 0 (cero), parte del pozo Cupiagua hasta las facilidades del Campo Cusiana, tiene una extensión de 39 kilómetros y un diámetro de 16 pulgadas. El segmento 1 de 30 pulgadas tiene una capacidad de transporte que aumenta casi cuatro veces la capacidad del segmento 0. En la estación recoge los crudos que vienen de los Campos Castilla, Chichimene y Apiay transportados por Cenit desde la Estación de San Fernando. Por último, dentro de la red está el segmento 2, el cual arranca en la Estación Porvenir y termina en Vasconia, con una longitud de 287 kilómetros en 30 pulgadas.

Este tramo al igual que los tramos 1 y 3 del oleoducto de Ocensa tuvo inversiones adicionales para mejorar su capacidad de transporte, se incluyeron nuevas estaciones de rebombeo, que aumentaron la presión dentro del tubo a lo largo de estos tres segmentos y logrando una capacidad de transporte mayor. Se hizo esta inversión porque en algunos periodos de los años 2015 se alcanzó a transportar crudos con un factor de utilización del ducto, superior al 100%. Este sistema entró en funcionamiento para mediados del año 2017 y mantiene unas limitaciones de viscosidad en los crudos que se contratan bajo este sistema.

Dentro de la Red Llanos Centro los sistemas complementarios es importante resaltar los siguientes:

Oleoducto de Casanare que cuenta con una extensión de 42 kilómetros y lleva la producción del pozo Llanos 34, explotado por la misma empresa y otros crudos de las empresas PAREX y ECOPETROL. Es nuevo y su calificación como oleoducto es de abril de 2020, lo cual hace que históricamente no se tengan datos que permitan generar tendencias de comportamiento del transporte de crudos a través de este ducto. Tiene un diámetro de 14 pulgadas y tiene dos estaciones: Tigana y Jacana, las cuales se unen antes de llegar a la Estación Jagüey, propiedad del Oleoducto de Los Llanos.

En la zona de Castilla en el departamento del Meta hay dos oleoductos de ECOPETROL corta longitud que son propiedad de ECOPETROL, estos son el Oleoducto Castilla – San Fernando (6,08 Km.) y Chichimene – San Fernando (7 Km.). Estos oleoductos son los encargados de transportar el crudo producido en los Campos Castilla y Chichimene a la

Estación de Bombeo San Fernando, de propiedad de CENIT. Su diámetro es de 16 pulgadas, entraron en funcionamiento en el año 2018, reemplazando a los oleoductos Castilla Apiay y Chichimene – Apiay, los cuales probablemente se utilicen en sentido contrario para transportar diluyente.

Cenit cuenta con seis oleoductos con diámetros que van de 10 hasta 30 pulgadas. El primer oleoducto de CENIT en esta región es el San Fernando – Apiay, tiene 30 pulgadas de diámetro y 48,21 kilómetros de longitud, recoge los crudos pesados de Castilla y Chichimene, los cuales se mezclan con diluyentes para mejorar su viscosidad y ser transportados con mayor facilidad. Llegando a Apiay, se suman los crudos de Apiay, procedente de los pozos Suria, Reforma, entre otros, los cuales son transportados por un tubo de 30" hasta Monterrey. Este es el segundo oleoducto de CENIT en la región.

De la Estación de Monterrey salen tres oleoductos del mismo Cenit que se conectan con las troncales que llevan el crudo al puerto de Coveñas, el primero es el oleoducto Monterrey – Altos del Porvenir en 20 y 30 pulgadas de diámetro y 7,3 kilómetros de longitud, un segundo tubo sale de Monterrey llegando a las facilidades del Porvenir, este ducto es de 12 pulgadas de diámetro y 4,31 kilómetros de longitud. El tercer tubo que sale de Monterrey y va a Araguaney, es bidireccional y puede recibir crudos de Araguaney cuando las condiciones del ducto Caño Limón – Coveñas esté fuera de servicio.

El último de los tubos que tienen centro de operaciones en Monterrey es el Oleoducto Santiago – Monterrey. Este es un ducto de 10 pulgadas de diámetro que inicia en la Estación Santiago en Maní Casanare, recoge crudos de los bloques Llanos en Casanare y los crudos de CEPSA del bloque CARACARA en el Departamento del Meta. Tiene una longitud de 85,75 kilómetros y descarga los crudos en Monterrey.

Red Centro-Oeste

Esta red está compuesta como ejes centrales Oleoducto de Colombia (ODC) con 483 kilómetros en tubería de 24 pulgadas y el segmento 3 del el Oleoducto de OCENSA con 477 kilómetros en tubería de 30 pulgadas, para un total de 960 kilómetros. Esta red se definió debido a la importancia respecto a lo que se denominó el "Hub" de Vasconia (Nodo) donde de los clientes productores, se reciben diferentes variedades de petróleo. La composición de la Red Centro-Oeste se muestra en la siguiente tabla.

Red Centro-Oeste – Oleoductos principales

	RED CENTRO-OESTE		1564,9			NODO				CAPACIDAD	
	TRANSPORTADOR	OLEODUCTO	SIGLA	UBICACIÓN GEOGRAFICA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	Oleoducto de Colombia	Oleoducto de Colombia	ODC	TRONCAL	Vasconia - Coveñas	Vasconia	Est. Caucasia	24	293	248	230
						Est. Caucasia	Coveñas	24	190	248	230
2	OCENSA	OCENSA	OCENSA	TRONCAL	Segm. 3 - Vasconia - Coveñas	Vasconia	Coveñas	30	477	570	415
								TOTAL	960		

Fuente: Equipo Consultor

Los ejes principales de esta Red Centro Oeste son el Oleoducto Colombia y el segmento No 3 de Ocensa, con los cuales se transporta lo que se reciba en el nodo de Vasconia.

Oleoducto de Colombia: Cuenta con 481 kilómetros y conecta la Estación de Vasconia con el puerto de Coveñas, lo que permiten la exportación de un volumen importante que se venden en el exterior.

Una de las fortalezas del ODC es cargar crudos pesados que llegan del Alto Magdalena y los Llanos para ser llevados a Coveñas o a la refinería de Cartagena - Reficar.

Puerto de Coveñas: Es un gran puerto y de los de mayor uso del país. Cuenta en el momento con suficiente capacidad de almacenamiento, que es de cerca de dos millones de barriles. En el país se tiene regulado el almacenamiento operativo, que es el que se usa para despachos. De igual forma, también se debe examinar y proyectar estrategias para que los buques no tengan que repostar (abastecer combustible y/o provisiones) en puntos diferentes a donde están.

En el caso colombiano, los buques después de cargar deben ir a islas del Caribe para abastecerse de combustibles, y ese es un servicio adicional que en un momento determinado se puede prestar en el país.

En los últimos años el manejo de los crudos pesados ha tenido un gran interés por las petroleras involucradas en estos procesos del transporte en especial por el sistema de oleoductos. Para asegurar la sostenibilidad de las compañías el reto es importante; además de la exploración y producción, se ha de buscar cómo garantizar y optimizar la capacidad de transporte en los sistemas de oleoductos existentes.

Estación Vasconia: se ha denominado dentro del estudio como un “Hub” o concentrador, debido a que es de especial importancia porque, además de los crudos del área, recibe los del Valle Superior del Magdalena y Llanos, (Nodos Porvenir y Tenay) y los distribuye entre la Refinería de Barrancabermeja a través del sistema Vasconia Galán y al Puerto de Coveñas mediante los sistemas Vasconia - Coveñas Oleoducto de Colombia (ODC) y

Vasconia - Coveñas Oleoducto Central (OCENSA). La secuencia de cargue es: en primer lugar, toda la producción que llega a Vasconia está disponible para completar la carga de la refinería, utilizando el oleoducto.

Oleoducto Vasconia – Galán: una vez se ha cumplido con el volumen requerido en la refinería (Barrancabermeja), se procede a cargar en su orden los oleoductos ODC y OCENSA hacia Coveñas. Si quedan crudos excedentes en Vasconia, el siguiente paso es cargar el sistema Vasconia Galán Ayacucho. Para el efecto, es necesario haber realizado previamente el análisis del Nodo de Ayacucho, la producción propia del área y los crudos que recibe de Tibú, y haber calculado la capacidad disponible en el Oleoducto Ayacucho Coveñas, corregida por la °API de las mezclas.

Se procede entonces a evaluar los máximos volúmenes que se pueden transportar por el sistema Vasconia Galán (máxima capacidad disponible después de cargar la refinería), Galán Ayacucho con máxima capacidad corregida con la °API de la mezcla y el volumen disponible en el oleoducto Ayacucho Coveñas recién calculado. El menor de estos tres volúmenes es finalmente transportado hacia Coveñas por la ruta alterna Vasconia - Galán - Ayacucho - Coveñas.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Red Centro-Oeste – Oleoductos complementarios

	TRANSPORTADO	OLEODUCTO	SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	CENIT	Oleoducto Coveñas - Cartagena		Coveñas - Cartagena	Planta Coveñas	Reficar	18	122,92	165	153,9
2		Oleoducto Vasconia - GBR		Vasconia - Galán	Vasconia	GBR (Casa Bombas N° 8)	12/20	171,49	195	184
3	ECOPETROL	Oleoducto Casabe - Galán		Casabe - Galán, Seg. 1	Est. Condor, Casabe	Base Mil. B/bermeja	16	9,525	75,8	72,01
				Casabe - Galán, Seg. 2	Base Mil. B/bermeja	Etr. Refinería	12	0,599	75,8	72,01
				Casabe - Galán, Seg. 3	Etr. Refinería	Refinería	10	0,111	75,8	72,01
				Casabe - Galán, Seg. 4	Refinería	Casa Bombas VIII	10	0,111	75,8	72,01
4		Oleoducto El Centro - Galán		El Centro - Galán	El Centro (La Cira-Infantas)	Galán (Casa de bombas VIII)	12	24	50,5	45,45
5		Oleoducto Provincia - Payoa		Provincia - Payoa	Est. Santos, Provincia	Payoa	6	6,5	15,6	14,82
6		Oleoducto Yarrirí - Comuneros		Yarrirí - Comuneros	Yarirí, Campo Cantagallo Isla VI	Comuneros	18	19,98	21,1	20,04
7		Oleoducto Payoa - Galán		Payoa - Galán	Payoa	Cambio de diámetro	8	58,6	13,1	12,7
					Cambio de diámetro	Galán, Casa Bombas VIII	10	2,4	13,1	12,7
8	MANSAROVAR ENERGY LTD.	Oleoducto Velazquez - Galán	OVG	Velásquez - Galán	Velasquez 26	Est. Zambito	12	44	50	48,5
					Est. Zambito	Est. Cantinplora	12	37,8	50	48,5
					Est. Zambito	Est. Cantinplora	14			
					Est. Cantinplora	Est. Carare	12	44,5	50	48,5
					Est. Cantinplora	Est. Carare	14			
					Est. Carare	Galán (Casa de bombas VIII)	14	62,363	50	48,5
							TOTAL	604,899		

Fuente: Equipo Consultor

La red complementaria de Centro Oeste son todos los oleoductos que están llevando crudo de la zona de Galán, Casabe, Provincia y Payoa, hacia el nodo del CIB (refinería de Barrancabermeja) incluso se incluyeron los oleoductos que transportan crudos desde la zona de Vasconia y no se transportan al nodo de Coveñas

<u>Red Centro S-N</u>

La red Centro Sur – Norte está constituida por los oleoductos que desde el sur (Huila y Tolima) llevan el crudo a Vasconia, hay un oleoducto troncal que se encarga de reunir una serie de ductos de menor longitud y diámetro y llevar toda la producción de esta zona a Vasconia, Nodo de gran importancia, porque allí confluyen los crudos que vienen del oriente

del país y los del Alto Magdalena, distribuyendo crudos para la Refinería de Barrancabermeja y para el puerto de Coveñas en el Atlántico. Las características de estos oleoductos se aprecian a continuación.

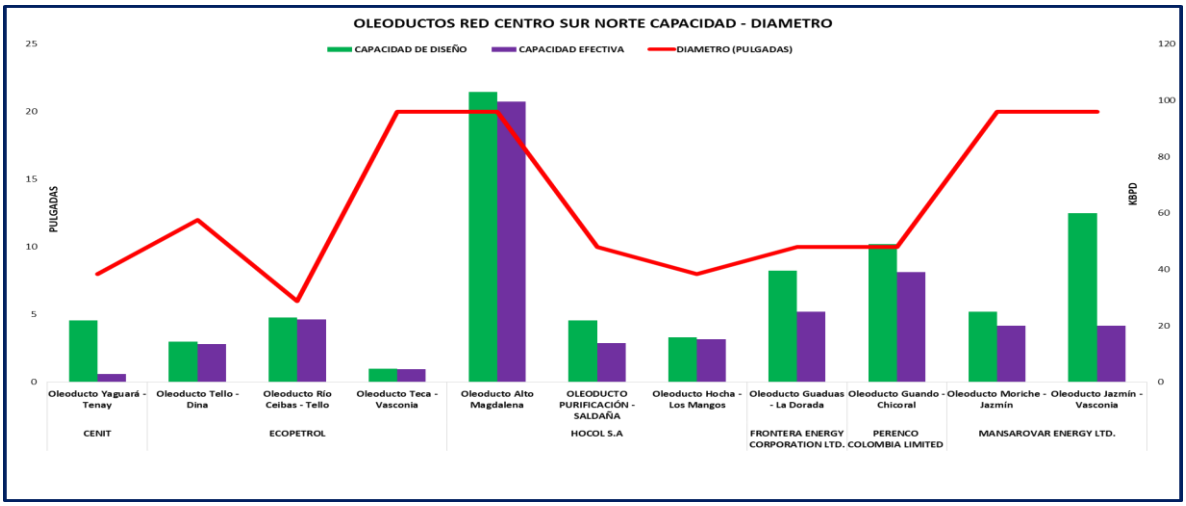
Oleoductos Zona Centro Sur Norte

	RED CENTRO-OESTE		840,8		NODO				CAPACIDAD	
	OLEODUCTO		SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	HOCOL	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	Tenay-Vasconia	Est. Tenay	Est. Saldaña	20	102,3	103	100
					Est. Saldaña	Est. Chicoral	20	41,4	103	100
					Est. Chicoral	Est. Gualanday	20	5,1	103	100
					Est. Gualanday	La Dorada	20	161,8	103	100
					La Dorada	Est, Vasconia	20	80,8	103	100
							TOTAL	391,4		
2	CENIT	Oleoducto Yaguará - Tenay		Yaguará - Tenay	Yaguará	Est. Tenay	8	68,2	22	20
3	ECOPETROL	Oleoducto Tello - Dina		Tello - Dina	Tello	Dina	12	15,77	14	14
4		Oleoducto Río Ceibas - Tello		Río Ceibas - Tello	Est. Tratamiento Río Ceibas	Oleod. Tello-Dina	6	9,5	23	21,8
5		Oleoducto Teca - Vasconia		Teca - Vasconia	Teca	Vasconia	20	4,06	4,8	4,56
11	HOCOL	Oleoducto Tenay - Vasconia	OAM	Lérida - Vasconia	Lérida	Vasconia	20	172,5	103	100
12	HOCOL	Oleoducto Purificación - Saldaña	OPS	Purificación - Saldaña	Est. Purificación	Est. Saldaña	10	14,5	22	13,86
13	HOCOL	Oleoducto Hocha - Los Mangos	OLH	Hocha - Los Mangos	Hocha	Est. Los Mangos	8	21,5	16	15,2
14	FRONTERA ENERGY CORPORATION LTD.	Oleoducto Guaduas - La Dorada	OGD	Guaduas - La Dorada	Est. Guaduas PF1	Est. La Dorada	10	63,7	39,6	25
15	PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED	Oleoducto Guando - Chicoral		Guando - Abanico	Est. Guando	Est. Abaníco	10	59,16	49	39
				Abanico - Chicoral	Est. Abaníco	Est. Chicoral	10			39
16	MANSAROVAR ENERGY LTD.	Oleoducto Moriche - Jazmín		Moriche - Jazmín	Mod. Moriche	Mod. II Jazmin	20	14	25	20
17		Oleoducto Jazmín - Vasconia		Jazmín - Vasconia	Mod. Jazmin	Est. Vasconia	20	6,529	60	20
							TOTAL	449,4		

Fuente: Equipo Consultor

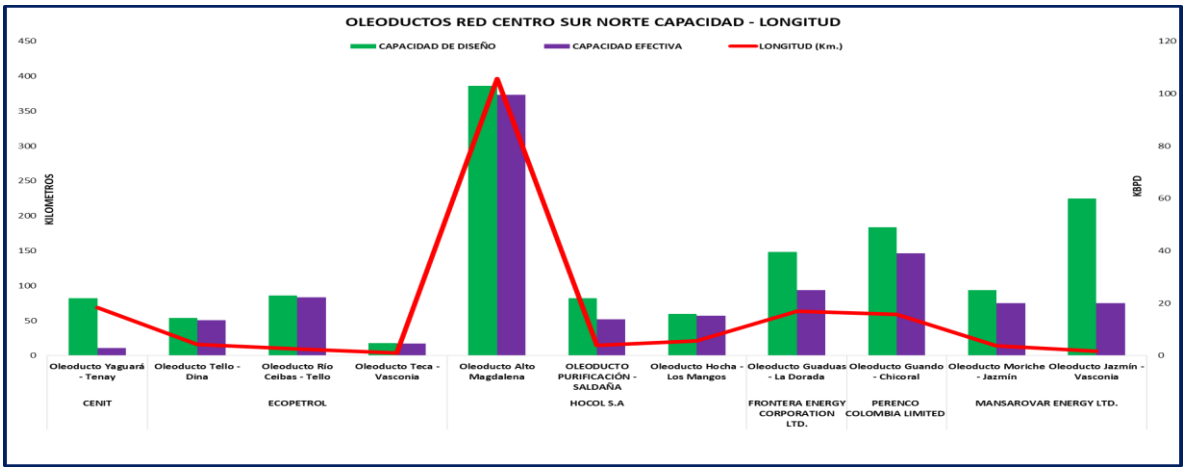
De acuerdo con la tabla anterior, los tubos son de diámetros iguales o inferiores a 20 pulgadas, sobresaliendo únicamente el Oleoducto del Alto Magdalena, que tiene 20 pulgadas de diámetro y una capacidad cerca a los 100 KBPD, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

Relación capacidad Diámetro Oleoductos Red Centro Sur Norte



Fuente: Equipo asesor con datos de los Agentes

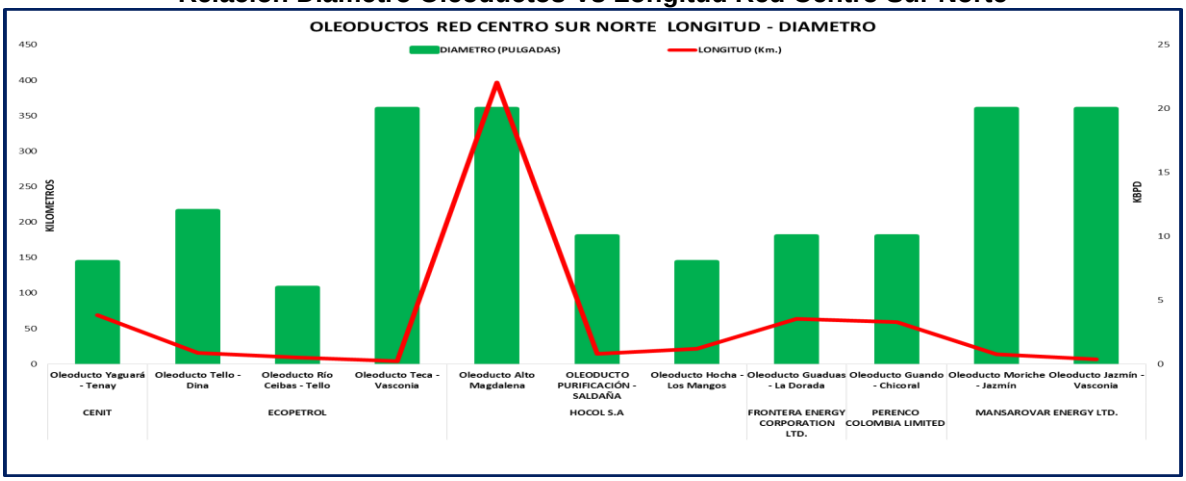
Relación Capacidad – Longitud Oleoductos Red Centro Sur Norte



Fuente: Equipo asesor con datos de los Agentes

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Relación Diámetro Oleoductos Vs Longitud Red Centro Sur Norte



Fuente: Equipo asesor con datos de los Agentes

En la población de Saldaña, a la altura del kilómetro 103, se conecta al OAM, el Oleoducto Purificación – Saldaña de propiedad de HOCOL, el cual trae los crudos desde las facilidades del Campo Purificación, es un tubo de 10 pulgadas de diámetro y 14,5 kilómetros de longitud.

En la parte sur del país en el Departamento del Huila se encuentra el Oleoducto Tello – Dina, es un tubo de 12 pulgadas de diámetro y 15,77 kilómetros de longitud. A este oleoducto llega el crudo transportado por otro oleoducto, el Rio Ceibas – Tello, el cual trae el crudo desde la Estación de tratamiento de crudo Rio Ceibas. Estos dos oleoductos son de propiedad de ECOPETROL. Hay un tercer ducto que es el de Teca – Vasconia, de corta longitud (4,06 kilómetros), y un diámetro de 20 pulgadas y pertenece también a ECOPETROL.

El Oleoducto La Hocha – Los Mangos es un tubo de 8 pulgadas y más de 21 kilómetros que se encarga de trasladar los crudos del Campo La Hocha en el Municipio de Tesalia, hasta las facilidades del Campo Los Mangos en el Municipio de Yaguará en el Departamento del Huila. Es de propiedad de HOCOL.

Frontera Energy tiene en esta zona del país el Oleoducto Guaduas La Dorada, tubo de 10 pulgadas de diámetro y 63 kilómetros de longitud que descarga los crudos al OAM. Al igual que el Oleoducto Guaduas – La Dorada, el Oleoducto Guandó Chicoral, también entrega los crudos al OAM, este es un tubo de cerca de 60 kilómetros y 10 pulgadas de diámetro.

Por último, está el Moriche Vasconia, el cual está dividido en dos tramos, el primero es Moriche – Jazmín que tiene una longitud de 14 kilómetros, y el segundo es el Oleoducto Jazmín – Vasconia de 6,5 kilómetros, ambos con un diámetro de 20 pulgadas, son operados por Mansarovar Energy.

Red Sur

La red Sur tiene como eje central el oleoducto Transandino, el cual transporta el crudo del sur del país. 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 carrotanques y líneas de producción, los cuales se encuentran como parte del sistema complementario de la red.

Red Sur

	RED SUR	591,04			NODO				CAPACIDAD	
	TRANSPOTADOR	OLEODUCTO	SIGLA	TRAMO	ENTRADA	SALIDA	DIAMETRO	LONGITUD	DISEÑO (KBD)	EFECTIVA (KBD)
1	CENIT	Oleoducto Transandino (Orito-Tumaco)	OTA	Orito - Km 15	Orito	Km 15	10 - 14 - 18	306,9	50	45,4
				Km 15 -Tumaco	Km 15	Tumaco	10 - 14 - 18			
							TOTAL	306,9		
1	CENIT	Oleoducto Orito - San Miguel	OSO	San Miguel - Km 58 (Colón)	San Miguel	Colón	12	11,02	27	25,7
				Km 58 (Colón) -	Colón	Yarumo	12	60,66	27	25,7
				Yarumo - Orito	Río San Miguel	Orito	12	71,68	27	25,7
				Santana - Yarumo	Santana	Conecta con OSO antes de llegar a Orito	6	37,73	22	20,5
3		Oleoducto Churuyaco - KM 15	OCHO	Churuyaco - Km. 15 OTA	Churruyaco	Km. 15 OTA	6	17,85	8	6,6
4	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA	Oleoducto Mary - Uchupayaco	OMU	Mary - Linda	Est. Mary (Pozos MaryGuayuyaco y Miraflor)	Est. Linda (Pozo Linda)	6	12,2	15	13,8
5			OMU	Linda - Toroyaco	Est. Linda (Pozo Linda)	Est. Torrayaco (Pozos Juanambú y Torrayaco)	6	7	12,5	11,96
6			OMU	Toroyaco - Uchupayaco	Est. Torrayaco (Pozos Juanambú y Torrayaco)	Trampa Uchupayaco	6	15	20,6	19,55
7		Oleoducto Costayaco - Uchupayaco	OCU	Costayaco - Uchupayaco	Est. Costayaco (Pozos Mosqueta y Costayaco)	Trampa Uchupayaco	8	9	28,8	27,6
8		Oleoducto Uchupayaco - Santana		Uchupayaco - Santana	Trampa Uchupayaco	Est. Santana	8	42	28,5	27,6
10	GEOPARK (Amerisur)	Oleoducto Binacional Amerisur	OBA	Platanillo - Rio Putumayo	Plataforma 9-Platanillo	Rio putumayo (Frontera Ecuador)			70	
							TOTAL	284,14		

Fuente. Equipo Consultor

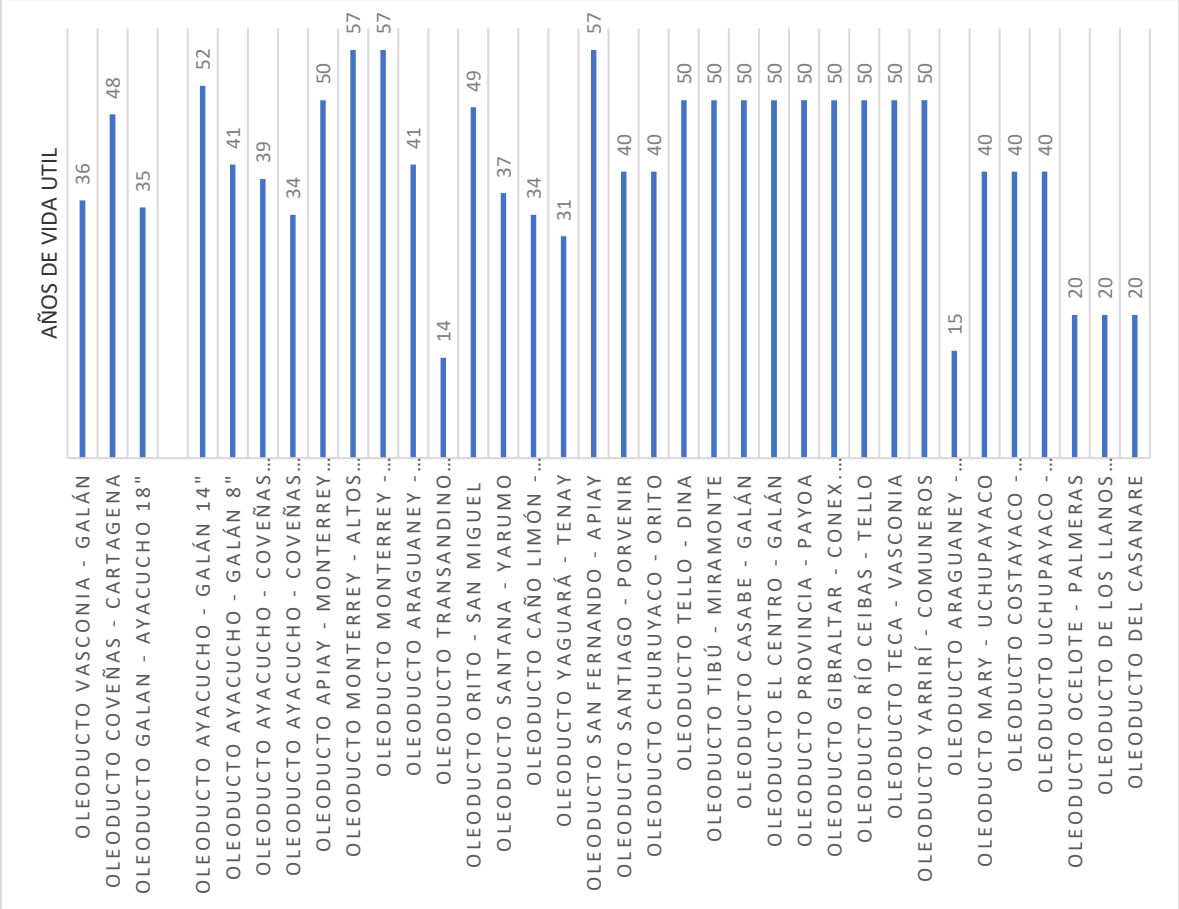
VIDA ÚTIL DE LOS DUCTOS

La vida útil promedio de los ductos en Colombia de acuerdo con la información recibida de cada transportador es de 41 años. El dato de la manera como se calcula dicha vida útil es interno de cada empresa y de acuerdo con la normatividad general es de 20 años, sin embargo, se encontraron ductos de más de 60 años que están funcionando.

De igual manera hay empresas que están utilizando vidas útiles de 50 años, todo basado en la experiencia de los ductos más antiguos y los programas de O&M e integridad que se han venido implementando en la industria del transporte de hidrocarburos con componentes corrosivos.

En la gráfica que se muestra a continuación se observan los datos de vida útil que están presentando los transportadores y en términos generales, se tiene que aquellos de 50 años son de Ecopetrol. A pesar de que por normativa y estándares de la industria se establece como vida útil de 20 años, en los sistemas evaluados se observa que son de 30 años o más.

Vida útil en años de tramos de oleoductos



Fuente. Equipo consultor con datos de los Agentes

Consideraciones Operativas

Algunas de las principales problemáticas o estrategias operativas o técnicas para lograr el objetivo de transportar crudo de manera segura, eficiente y rentable, como parte de los eslabones de la cadena de valor del transporte y almacenamiento de crudo, es cumplir con la Rata de flujo “Q” o el volumen; término que expresa la velocidad del fluido o capacidad de transporte. Las características que se encuentran en el sistema de transporte acorde con la regulación y la perspectiva de los transportadores según documentación analizada es:

1. Sistemas de Transporte que permiten optimizar y aumentar la utilización, rentabilidad y continuidad del servicio del transporte, pero sujeta a los volúmenes producidos.

2. Hay que optimizar la infraestructura asociada y hacer uso eficiente de los ductos existentes, y de la energía requerida para su adecuada operación.

3. El sistema de transporte en muchas de las zonas por donde atraviesan los ductos, se debe buscar cómo reducir los riesgos en contra de la disponibilidad, confiabilidad y continuidad del transporte de crudo, tanto por situaciones internas o agentes externos.

4. Mecanismos propios para buscar cómo mantener un adecuado balance entre la oferta y demanda de crudo que hace viable la sostenibilidad de cada agente de la cadena y la utilización de los oleoductos. La mejor alternativa es libro abierto y voluntad entre las partes.

5. Se tienen mecanismos, equipos y normatividad para asegurar la calidad necesaria del crudo, para satisfacer las características y requerimientos específicos de las partes interesadas, pero a la vez garantizando las acciones para la integridad de la infraestructura que a la vez va asociada los valores o tarifas del servicio.

6. Los transportadores y remitentes están dispuestos a prevenir incumplimientos de aspectos regulatorios y normativos, sobre todo en las operaciones, mantenimiento, ambiente, salud y seguridad; así como, planes de mitigación de riesgos para operaciones críticas.

7. Se aplica un enfoque holístico de los riesgos operacionales y empresariales, por ser un componente clave de la gestión del riesgo. Así mismo, la información desempeña un papel clave en su reducción, por lo que toda empresa debe tomar decisiones estratégicas, operativas y tácticas sobre sus activos.

8. Se evidencia la importancia de la conexión entre los niveles tácticos y estratégico, ya que, los estrategas no siempre tienen visibilidad en costos y eficiencias en la cartera de activos. En muchos casos, las decisiones a nivel de infraestructura se toman con base en la perspectiva de la planta o activo individual y estas decisiones pueden no

apoyar los objetivos de rentabilidad establecidos a nivel corporativo; afectando negativamente la capacidad de las empresas para manejar los riesgos o viceversa.

9. Los Sistemas de Información de las empresas incluyen la administración de cumplimiento financiero, administración de auditoría, administración de políticas y procedimientos corporativos, administración de riesgos, evaluación y verificación de los controles de negocio y el riesgo operacional en el nivel corporativo y el monitoreo continuo de los controles empresariales.

10. Se evidencia dentro de las empresas líderes de transporte de crudo que utilizan una variedad de técnicas para reducir los costos de mantenimiento, aumentar el tiempo de actividad y aumentar la disponibilidad, es decir mejorar la gestión de los activos o desempeño operacional. Estas técnicas incluyen:

    a. Monitoreo basado en condición: instalación de sensores para medir diversas condiciones (presión, flujo, temperatura, vibración, fuga, pérdida de espesor, etc.) que permitan detectar condiciones de una posible falla. Existen sistemas sofisticados con capacidad de alerta e integrados con aplicaciones de gestión de activos empresariales que generen automáticamente órdenes de inspección o de trabajo.

    b. Mantenimiento Predictivo: el cual es superior al mantenimiento basado en condición debido a la aplicación de análisis avanzados para predecir fallas potenciales del equipo, proporcionando suficiente aviso para adquirir equipos de reemplazo no convencionales. Los algoritmos son capaces de identificar la salida de los niveles de funcionamiento normales de una pieza de equipo en lugar de comparar el rendimiento con los niveles de rendimiento esperados para la clase de equipos.

    c. Mantenimiento Basado en Criticidad: técnica basada en las decisiones sobre la estrategia de mantenimiento identificando qué activos son críticos para el proceso y cuales serían los impactos en el proceso, si dicho activo falla; e informa a la estrategia de adquisiciones de modo que los inventarios y los costos asociados con su mantenimiento se reduzcan, pero no a expensas de un mayor tiempo de inactividad.

    d. Centros de Excelencia: centros en los cuales el personal de ingeniería u otra especialidad, es capaz de reunir conocimientos como de análisis de causa raíz o cualquier otra metodología aplicable, cuando se identifican problemas potenciales. Dichos centros también pueden tener una visión de múltiples activos para apoyar la toma de decisiones y la planificación de mantenimiento e incluso sugerir modificaciones futuras en el diseño de los equipos.

11. Dentro de las empresas hay personal especializado, altamente técnico o experto, con un adecuado plan de formación. Así como personal de Tecnologías de Información

requerido para apoyar el análisis de grandes volúmenes de datos científicos y de ingeniería.

12. Se tiene procesos y procedimientos para reducir el tiempo improductivo, mejoras del transporte y reducir los riesgos económicos y de continuidad, confiabilidad, ambiente, higiene y seguridad; las empresas de transporte deben tener establecida una conexión más fuerte y completa entre el personal de operaciones de Campo y los expertos remotos.

13. Las empresas cuentan con acceso a datos en tiempo real: lo cual se logra a través de salas de control accesibles desde múltiples ubicaciones, tanto en línea como fuera de línea. La visualización puede ser en múltiples dimensiones (2D, 3D o 4D) y, dependiendo de los datos, siendo más eficaz con una superposición geoespacial.

14. Se observa que los transportadores tienen una gestión de información: Las compañías de transporte de Crudo, construyen, operan y mantienen grandes longitudes de ductos, plantas e instalaciones que enfrentan una creciente presión desde el punto de vista ambiental, higiene y seguridad. Con el fin de reducir los riesgos del uso de los oleoductos, se trabaja en mejorar la colaboración y garantizar el cumplimiento, las empresas que deben ser capaces de manejar toda la información relativa a su cadena de valor, por tanto, deben ser capaces de revisar / aprobar, atribuir y recuperar su información y otros documentos que sean críticos para el cumplimiento normativo y legal de sus procesos principales.

15. Se cuenta con Herramientas de colaboración o colaborativas: Se requiere experiencia en tecnología en ingeniería, diseño y operaciones. Debido a la complejidad de las operaciones, los equipos de trabajo necesitan salas de visualización de alta calidad y colaboración que permitan acceder a los datos, modelos y herramientas incluso de manera remota, por tanto, las tecnologías de colaboración ayudan a acelerar los procesos de decisión en caso de incidentes.

Los transportadores buscan un proceso de alta relevancia en la operación del sistema de transporte de crudo en busca de aseguramiento e incrementos en la capacidad de transporte.

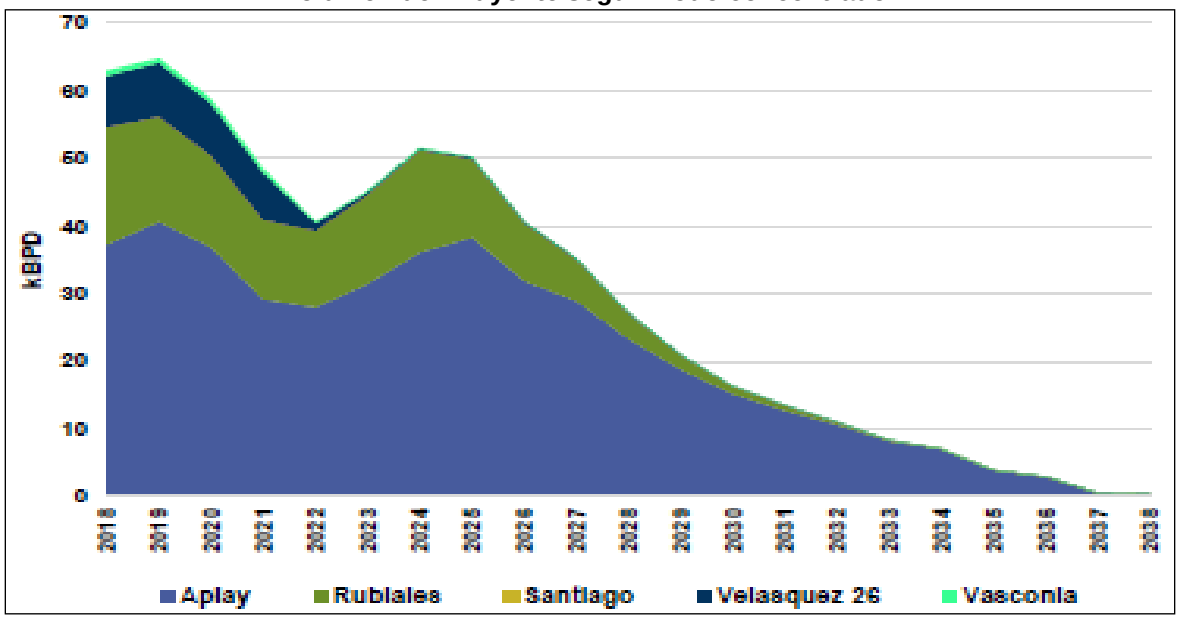
Por ahora, lo que le resta al sector es optimizar los tramos existentes de oleoductos y consolidar el negocio de transporte como una empresa de servicio multimodal de hidrocarburos, es decir llevar al máximo el crudo por los oleoductos, darle la mayor utilización posible y, en tramos donde no se tenga acceso a este medio, optar por tractocamiones o barcazas si se pudiera. Dentro de todo este proceso de caracterización, hay que tener actualmente presente un elemento importante y es la utilización del diluyente.

Requerimiento de Diluyente

En la práctica se considera que los crudos con gravedad API menores que 18° necesitan mezcla con un diluyente para poder ser transportados de manera económica, aunque hoy en Colombia se está evaluando la posibilidad de transportar crudos con viscosidades cercanas a los 1,200 CST, que desde luego demandan mayor cantidad de energía para la operación y disminuyen la capacidad del ducto.

Para este análisis se tuvo en consideración el estudio “Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos” de la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME en el que se plantea que la mezcla de crudo con diluyente debe alcanzar como mínimo las especificaciones de un compuesto de 18° API, la cual es desplazable a través de los distintos sistemas de bombeo. En cada ducto analizado se evaluaron las implicaciones de la calidad de petróleo producido y mezcla resultante, calculándose los volúmenes de diluyente requerido para viabilizar su transporte. El resultado de las necesidades de diluyente para la movilización del crudo en el mencionado estudio se presenta en la siguiente gráfica.

Volumen de Diluyente según Nodo concentrador



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de combustibles final 2019

El nodo Apiay constituye el de mayor demanda seguida por el nodo Rubiales.

De acuerdo con los resultados de la simulación hecha en el estudio de la UPME, *se estima que en el año de mayor consumo el volumen necesario de diluyente alcanza los 65,000 barriles día y disminuye sus requerimientos de forma paulatina en los siguientes años, mientras que después del año 2035 su reducción es importante, que obviamente responde a la disminución de producción de crudo.*

El diluyente requerido para las operaciones proviene eventualmente de las refinerías y la mayor proporción se importa, pues su producción en las refinerías colombianas está limitada por diversos factores. El producto entra al país por el Terminal de Santa Marta (Pozos Colorados) y se moviliza por poliducto hasta la Estación Galán continuando por la ruta Sebastopol –Sutamarchán, culminando en el Nodo Apiay.[18]

CONSIDERACIONES Y EVALUACIÓN DEL LLENADO DE LÍNEA

El procedimiento de llenado debe ser un proceso en la parte del comisionamiento y pre-arranque de las instalaciones en general de las facilidades del oleoducto y este procedimiento de llenado es propuesto por el diseñador de las instalaciones, ese volumen es la base para poder operar el ducto hasta cierta capacidad, este volumen de llenado es de propiedad del transportador y lo debe mantener todo el tiempo y por ello se reconoce en la actual metodología tarifaria.

El volumen de llenado de línea es el necesario para cargar inicialmente las líneas del Oleoducto entre un Nodo de Entrada y un Nodo de Salida y los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento del Oleoducto y todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y medición.

De acuerdo con la información suministrado en la Resolución 72145 de 2014, los Manuales de operación y siendo el lineamiento general el llenado se caracteriza por los siguientes aspectos:

- Cuando se inicie la operación del Oleoducto, cada Propietario y/o su Afiliada está en la obligación de entregar al transportador, la cantidad de Crudo que sea necesaria para el Lleno de Línea y los fondos no bombeables de los tanques de almacenamiento del Oleoducto y todas las instalaciones, tuberías, equipos de bombeo y medición. La participación proporcional de cada Propietario en el Lleno de Línea será igual a su porcentaje de participación accionaria en oleoducto, y en esta misma proporción el Lleno de Línea será de propiedad de cada Propietario.

- El transportador determinará, a su juicio, el día en que cada Propietario deberá entregar su participación proporcional en el Lleno de Línea, y les comunicará el volumen correspondiente que cada uno de ellos está en la obligación de entregar, indicando la fecha de la entrega.

- El transportador podrá en cualquier momento, cuando lo considere apropiado, solicitarle a los Propietarios restituir el Lleno de Línea en las condiciones a las cuales se refiere la presente sección.

[18] UPME. Plan de abastecimiento de combustibles final 2019

- El transportador podrá exigirle a cualquier Tercero y/o Remitente que entregue Crudos al Oleoducto, que participe en el Lleno de Línea del Oleoducto en una misma proporción a su Capacidad Contratada, lo cual será calculado por el transportador. En el caso de la ANH como Remitente, deberá Entregar Crudos para aportar al Lleno de Línea en función de sus volúmenes transportados.

- El Crudo Entregado por los Remitentes o los Terceros para el Lleno de Línea no podrá ser retirado del Oleoducto sin la previa autorización del transportador. Sin perjuicio de lo anterior, el Crudo que permanezca en el Oleoducto será de propiedad del Remitente que lo haya Entregado.

- Cuando el transportador realice el transporte de Crudo Segregado, se entenderá que la propiedad del Lleno de Línea varía de acuerdo con los volúmenes de Crudo Segregado presentes en el Oleoducto en un determinado momento. El Crudo Segregado presente en el Oleoducto pertenece a los Remitentes Propietarios del Crudo Segregado.

TRANSPORTE EN CARROTANQUE

Dentro del esquema del transporte de crudo, es necesario el uso de carrotanques para movilizar el crudo en campos aislados y que no cuentan con una conexión directa al sistema de transporte nacional, o por circunstancias de carácter económico que hacen inviable expansiones del sistema actual, tal como ocurre en el nodo de Apiay, donde parte de la producción tiene que ser transportada hasta Porvenir punto en el cual se cuenta con posibilidad de ingresar dicha producción a las distintas líneas de transporte y que depende de la calidad y propiedad del hidrocarburo.

Algo análogo sucede en el Nodo Velásquez y parte del petróleo crudo es llevado mediante transporte terrestre a otros Nodos como Vasconia, dependiendo de la configuración de despacho del crudo.

Los carrotanques que se requieren para mover los excedentes de producción en los Llanos (con excepción del área de Caño Limón), cubren la ruta Llanos – Vasconia, donde se asume que son descargados y el crudo es bombeado por los sistemas disponibles, bien sea hacia la Refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto de Coveñas para ser reenviado hacia la Refinería de Cartagena o finalmente exportarlo. Evidentemente el transporte por este medio es costoso y menos eficiente que por oleoducto, no obstante, es la forma de evacuar el petróleo de los campos productores hacia sitios de acopio.

Los problemas que debe asumir el transporte terrestre es el trancón en las vías, pues la construcción de las dobles calzadas no avanza al ritmo esperado y menos a la velocidad del incremento del parque automotor. Por otra parte, se destaca los tiempos, una tractomula que moviliza petróleo desde algún pozo sin conexión a oleoducto, gasta tres días en llevar la carga de 200 barriles hasta la refinería o al punto de bombeo, tiempo que implica gastos

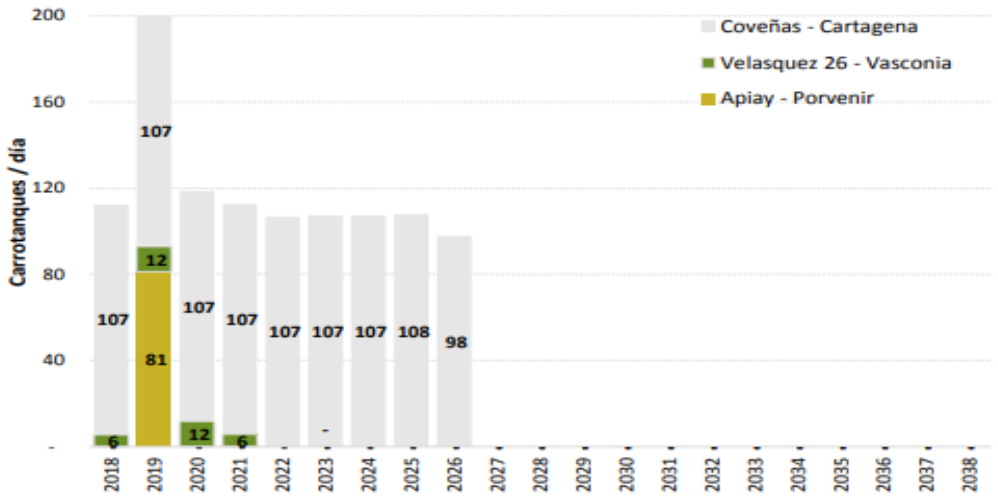
adicionales en el salario del conductor y en los altos fletes por el alquiler y mantenimiento del vehículo, peajes y gasolina.

Ello sin dejar de anotar los daños que causan los famosos paros o huelgas de los mismos camioneros o las comunidades que bloquean las carreteras.

En los momentos de baja utilización de los oleoductos por baja producción, se puede presentar que nuevamente exista demanda de tractomulas para atender las necesidades de transporte de crudo, ya que bajas demandas pueden elevar los valores de las tarifas de transporte de los oleoductos.

La gráfica a continuación, muestra el número de carrotanques que según la UPME deben utilizarse permanentemente para evacuar los requerimientos de crudo que no tienen asegurado el transporte por el sistema de oleoductos bien sea por que se trata de campos aislados o por limitaciones en el transporte en alguno de los tramos o por consideraciones comerciales.

Número de vehículos para transporte de volúmenes no asociados a ductos



Fuente: UPME. Plan de abastecimiento de combustibles, final 2019

DESEMPEÑO OPERACIONAL DE ACUERDO CON LOS ELEMENTOS QUE COMPONEN LA ESTRUCTURA TARIFARIA ACTUAL

Dentro de la definición y caracterización del desempeño operacional en el sistema de transporte de crudo por oleoducto y considerando la actual metodología y la fórmula tarifaria asociada, se procede a efectuar el diagnóstico de los aspectos técnicos u operativos a partir de los agentes y las particularidades de volúmenes en cada red.

Con la caracterización se pueden definir los parámetros o criterios que son función de la metodología o fórmula tarifaria y parte fundamental del sistema de transporte, al impactar en las actividades y procesos relacionados con: (1) Planificación de Operaciones, (2) Operaciones, (3) Mantenimiento y Confiabilidad, (4) Construcción y (5) Materiales y la Gestión de Servicios.

El definir, conocer y desarrollar la caracterización o análisis de esos criterios de las variables operativas, permite determinar el mecanismo para valorar la forma en la que operan los activos de transporte de crudo cada empresa, de manera segura y eficiente, con base en la verificación del estado actual de las condiciones operacionales asociadas y de la relación volúmenes transportados a volúmenes producidos, en los campos interrelacionados con cada tramo de los oleoductos del país.

Lo anterior se realiza a partir de la información obtenida durante la recopilación de datos de los quince (15) transportadores o sistemas de ductos asociados al sector transporte del país. El obtener, a través de los Formularios de captura, la información directamente del personal de Proyectos, Operaciones y Mantenimiento de las transportadoras es el insumo clave para entender el modelo de desempeño Operacional de cada empresa y posteriormente diseñar un modelo general que aplique para la metodología y cálculo tarifario. Para ello, se efectuaron las siguientes fases de análisis:

Fases de la caracterización de variables y parámetros del desempeño operacional en la tarifa

De acuerdo con la metodología del estudio de evaluación sistemática secuencial, se efectúa en cinco fases que se describen a continuación, exceptuando la fase 1 que se desarrolló previamente en el presente documento. Las demás fases se desarrollan aplicando la metodología de análisis AHP.

Fase 1: Procesar y Analizar los datos resultados de la información capturada con los formularios enviados a los productores y transportadores, al igual que fuentes propias y consultadas por el Consultor, que permitan generar una visión Integrada del Desempeño Operacional (producción/volúmenes transportados, factor de utilización) de cada Sistema de Transporte de Crudo en Colombia.

Fase 2: Identificación y análisis de los componentes o criterios operativos que inciden o están asociados a las variables de la fórmula tarifaria actual o modelo tarifario de la Resolución 72146 del 2014 y su fórmula de cálculo que permitan dar marco al Diagnóstico Operacional.

Fase 3: Análisis y caracterización a través de juicio de Expertos y de acuerdo con la información relevante recopilada, sobre los aspectos o variables que afectan el desempeño operacional, desde el enfoque del sistema tarifario y metodología de las de empresas transportadoras, respecto a los volúmenes; producidos y transportados, para

posteriormente poder efectuar un análisis comparativo con referentes internacionales en transporte de crudo por oleoductos.

Fase 4: Esta fase comprende el diseño y desarrollo de la matriz de criterios operativos o cuadro de caracterización de las variables asociadas al desempeño operacional. Evaluación para el análisis y homologación de criterios operativos, para posterior comparación con estándares internos con los referentes internacionales, incorporación de métricas para control y seguimiento de la operación, que permitan comparar la situación actual con estado deseado basado en el desarrollo e implantación de las iniciativas planteadas en una nueva metodología.

Fase 5: Análisis de los criterios e indicadores en las redes principales de transporte de crudo por oleoductos definidas en este estudio, para poder definir posteriormente las ventajas y desventajas de los elementos de Mejora del Desempeño en una nueva metodología tarifaria, que permita identificar áreas de riesgo y oportunidades que constituyan victorias tempranas, iniciativas de corto, mediano y largo plazo.

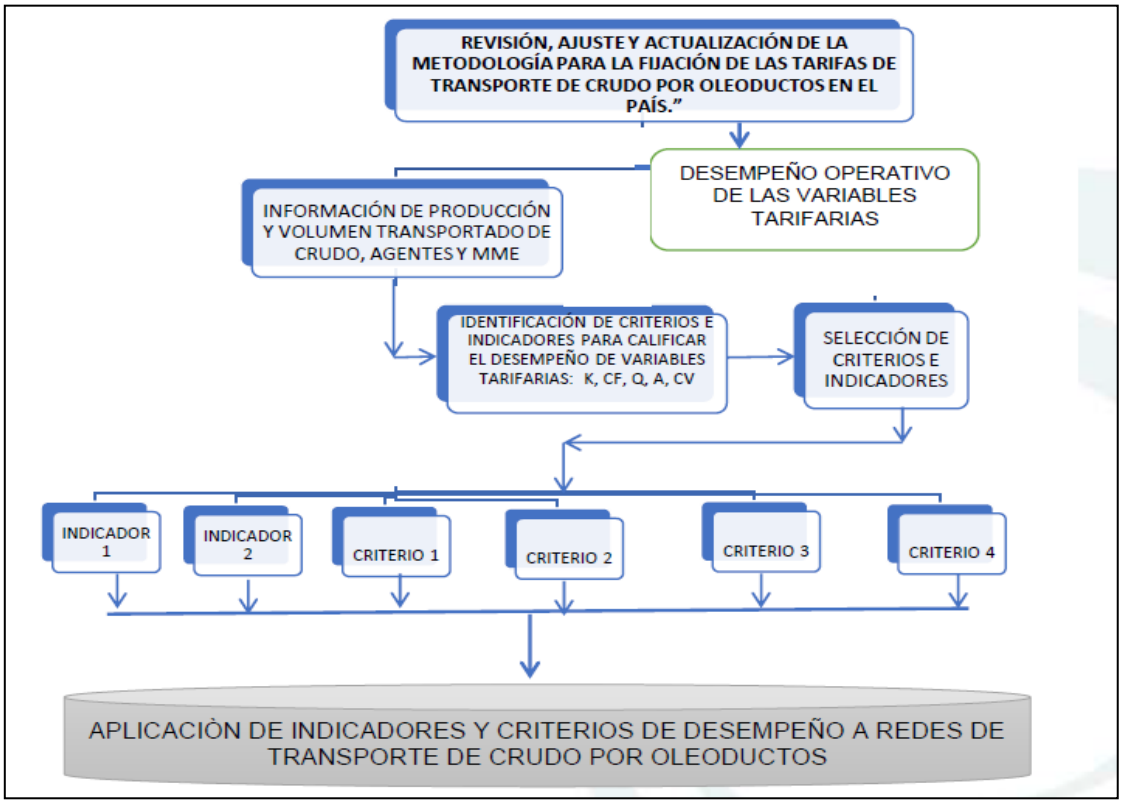
Metodología de análisis de variables asociadas al desempeño operacional - ahp

La base de esta metodología, que busca definir un modelo de excelencia del desempeño operativo, se basa en ponderaciones de criterios según su relevancia, permitiendo una adecuada selección de estos mediante el procesamiento, análisis y comparación de resultados obtenidos del levantamiento y recopilación de información.

Dicha metodología de evaluación de madurez del negocio, que se aprecia en la siguiente gráfica, aplicada a las variables de la fórmula tarifaria, se soporta en el Proceso Analítico Jerárquico (“Analytic Hierarchy Process” - AHP), propuesto por Saaty en 1980, que está basado en la idea de que la complejidad inherente a un problema de toma de decisión con criterios múltiples se puede resolver mediante la jerarquización de los problemas planteados.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Diagrama AHP aplicado a caracterización de desempeño Operativo de Transporte de crudo por Oleoducto.



Fuente: Equipo Consultor

Elementos de orden técnico operativo

El objetivo que se persigue en esta sección es determinar aquellos criterios operativos de los sistemas que pueden estar asociados a la metodología y la fórmula tarifaria. Por ello se analizará inicialmente cada componente de ésta y así se definirá el carácter y su relevancia en la actual metodología, desde el ámbito técnico, para identificar si es posible establecer un eventual cambio y/o reformulación de una nueva metodología para la fijación de las tarifas de transporte de crudo por oleoductos, que incorpore los aspectos operativos de los sistemas.

- Matriz AHP

Para alcanzar el objetivo descrito, se empleará el método AHP, que es un modelo de decisión que interpreta los datos y la información mediante la realización de juicios y medidas, en una escala valorativa dentro de una estructura jerárquica establecida, y, teniendo en cuenta los criterios asociados a la caracterización de los agentes y las variables fundamentales del desempeño operativo del transporte de crudo a través de oleoductos (volumen producido en función del volumen transportado), se procede a definir la matriz AHP, teniendo en cuenta el alcance de la misma, a saber:

- Es una técnica que permite la resolución de problemas Multi-criterio, Multi-entorno y Multi-actores, incorporando en el modelo aspectos tangibles e intangibles, así como el subjetivismo y la incertidumbre inherente en el proceso de toma de decisiones y caracterización, en la búsqueda de un rasgo o característica, para el estudio del desempeño operativo.

- Es una teoría matemática de la medida generalmente aplicada a la influencia entre alternativas, respecto a un criterio o atributo, que se integra dentro de la matriz de criterios, enmarcados en una actividad de una variable específica.

- Mediante la aplicación de esta metodología, se puede abordar en general la toma de decisión y la evaluación del desempeño operacional.

La evaluación y la interrelación o integralidad de los criterios mediante la matriz tipo AHP se presenta en la tabla siguiente, en la cual se define el desempeño operacional de acuerdo con estos criterios y la forma en que inciden en la metodología y la fórmula tarifaria del transporte de crudo por oleoductos. Para efectuar la comparación y caracterización contra los criterios encontrados en las diferentes redes o transportadores según se pueda aplicar acorde con el detalle de la información suministrada.

Para la fijación de la tarifa, actualmente la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía aplica la fórmula de cálculo de la tarifa de la Resolución 72146. Para la descripción de esta fórmula, el horizonte de proyección comprende un número mínimo de años tarifarios equivalente al de dos (2) períodos tarifarios contiguos, esto es ocho (8) años, contados a partir del primer año tarifario del período en que regirá la tarifa que se está fijando.

Se calcula la Tarifa T, a través de la siguiente fórmula por barril de crudo (T):

$$T = ((k + CF + A) / Q) + CV$$

Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa por barril según la modalidad contractual.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Matriz AHP – Caracterización variables fórmula tarifaria

No. VARIABLE	VARIABLE FÓRMULA ACTUAL (VFA)	ELEMENTO	CRITERIO
1	K	PRECIO DEL ACTIVO	U$ PULG-km Inicial
			U$ PULG-km actual o reposición
			Tipo de avalúo
		ESTADO ACTIVO	Años de construidos
			Vida útil
			Remanentes
			Programa confiabilidad
2	CF	COSTOS DE OA&M	U$ PULG-km O&M
			Costos de "A"
		TIPO DE MANTENIMIENTO	Monitoreo basado en condición
			Mantenimiento Predictivo
			Mantenimiento Basado en Criticidad
			Centros de Excelencia
3	Q	MOVILIDAD DEL CRUDO	Tipo y Calidad (API)
			Viscosidad
			Salinidad y acidez
		VOLUMEN	Volumen disponible
			Volumen transportado
			Volumen Producido
			Capacidad
		EFICIENCIA	Factor de servicio o disponibilidad
			Factor de USO
			Presión de diseño
			Presión de trabajo
			Potencia de bombeo
4	CV	COSTOS VARIABLES	Fondo de abandono
			Variables de O&M

Fuente. Elaborado Equipo Consultor

Identificación y análisis de los componentes o criterios operativos de las variables de la fórmula tarifaria actual.

a) Ingreso anual reconocible por remuneración al capital: K

Es la cuota constante de ingreso anual requerida para remunerar el capital invertido a la tasa de descuento antes de impuesto que se establece en el parágrafo 2º de la Resolución 72146 en su artículo 7, en el período determinado para tal efecto. Tiene dentro de su formulación los siguientes aspectos técnicos:

i- Inversión inicial del trayecto del oleoducto: Es el valor de la inversión al inicio del primer período en que regirá la tarifa. Unidad: dólares del primer año del período en que regirá la tarifa.

ii- Inversiones que entrarán o entraron en operación en el año tarifario: Es el valor programado de la inversión que entrará o entró en operación en el año tarifario a del horizonte de proyección. Las inversiones que se incluyen en este parámetro deben ser consistentes con el programa de inversiones que el transportador debe incluir en el BTO, con el documento soporte de la tarifa y con el Informe anual que trata el artículo 14 de la Resolución. El flujo de la inversión se considera como si ésta fuese realizada al inicio de cada año tarifario.

Unidad: dólares del primer día hábil al inicio del año tarifario

Se considera como parte de este ítem, todo el conjunto de erogaciones que quede representada en un activo o haga parte de éste en:

- El mejoramiento de su confiabilidad.

- El incremento de su vida útil.

- Aumento de la capacidad de diseño. Únicamente para el caso de los trayectos ampliados cuando la tarifa de éstos no se fije en el contrato de transporte respectivo.

En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración a la parte correspondiente al capital invertido atribuible de manera directa a cada uno de ellos.

La Unidad de K es en dólares del primer año del período en que regirá la tarifa y se calcula según la fórmula anexa número 1 de la Resolución.

El valor resultante de esta variable guarda relación con diferentes especificaciones técnicas, como pueden ser la longitud del sistema, el diámetro, la presión de trabajo, la presión de diseño, esta variable es comparable en forma de USD/Km/Pulg; el análisis de dicho indicador se aborda en la sección de la competitividad.

b) Ingreso anual reconocible por costos fijos: CF

Es la cuota constante de ingreso anual requerida para cubrir el flujo estimado de costos anuales fijos de administración, operación y mantenimiento durante el horizonte de proyección, calculada con la tasa de descuento antes de impuesto que se establece en el parágrafo 2o del mismo artículo de la Resolución.

En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente de los costos fijos de administración, operación y mantenimiento del oleoducto atribuibles de manera directa a cada uno de ellos.

- Costo anual fijo de AOM proyectado para el año tarifario: Es la suma de los costos fijos de administración, operación y mantenimiento del trayecto estimada para el año tarifario del horizonte de proyección. Los gastos de mantenimiento deben ser consistentes con el programa de mantenimiento que el transportador debe publicar en el BTO.

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

Cálculo: según la fórmula anexa 2 de la Resolución.

De acuerdo con la descripción y los elementos que conforman esta variable; es función directa de varios criterios o especificaciones técnicas de los ductos, relacionadas con el desempeño operacional, que se reflejan en el indicador de Factor de Servicio (disponibilidad).

c) Ingreso Anual reconocible o ajustable por el factor de ajuste tarifario: A

Definición: el factor de ajuste tarifario se realizará conforme al artículo 8o de la presente resolución.

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

Cálculo: según fórmula (2) del artículo 8o de la Resolución.

De acuerdo con la descripción de esta variable; no se definió como función directa operacional de criterios técnicos, sino de aspectos financieros, por lo tanto, no entra en el análisis AHP.

d) Volumen anual equivalente de crudo a transportar: Q

El “Q” es el volumen anual constante durante el horizonte de proyección, equivalente al flujo proyectado de volúmenes anuales de crudo a transportar en dicho período, calculado con la tasa de descuento antes de impuestos que se establece en el parágrafo 2o del artículo de la Resolución.

En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente del flujo proyectado de volúmenes atribuibles de manera directa a cada uno de ellos.

Unidad: barriles de crudo a transportar del primer día hábil al inicio del primer año tarifario.

Cálculo: según fórmula anexo 3 de la Resolución.

De acuerdo con la descripción y los elementos que conforman esta variable y que es el fundamento o base de la metodología y de la fórmula tarifaria, lo correspondiente a volúmenes tiene intrínseco varios criterios o especificaciones técnicas relacionadas al desempeño operacional que varían en el tiempo como el factor de utilización y el factor de servicio.

e) Costo variable de operación por barril de crudo: CV

Cuota constante de ingreso anual requerida para cubrir el flujo estimado de costos anuales variables de operación y mantenimiento que dependen del volumen del crudo que se transporte, durante el horizonte de proyección, calculada con la tasa de descuento antes de impuesto que se establece en el parágrafo 2o del respectivo artículo. En este rubro el transportador podrá incluir el valor unitario por barril para aportar al fondo de abandono, conforme con el parágrafo 2o del artículo 3o de la Resolución.

En un oleoducto con dos o más trayectos, el transportador deberá asignar a los trayectos en consideración la parte correspondiente de los costos variables de operación y mantenimiento del oleoducto atribuibles de manera directa a ellos.

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

Cálculo: según fórmula anexo 4 de la Resolución.

De acuerdo con la descripción y los elementos que conforman esta variable; es función directa de varios criterios o especificaciones técnicas de los ductos, relacionadas con el desempeño operacional, que se reflejan en el indicador de Factor de Servicio (disponibilidad).

Criterios técnicos asociados a las variables de la metodología, en el desempeño operativo

La importancia de la aplicación de la metodología seleccionada de evaluación de criterios para realizar el diagnóstico del desempeño operacional -AHP- radica en que permite establecer prioridades operativas de criterios, cuyo fin es facilitar la toma de decisiones efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos de las empresas a mejorar la realidad actual y garantizar los niveles de desempeño operacional de los activos, asociados al transporte de crudo y a la metodología para la fijación de la fórmula tarifaria.

En esta fase del estudio se desarrolla una relación de las variables tarifarias y los criterios definidos en un desempeño operativo, desde el punto de vista técnico de los volúmenes de crudo, para determinar cuales están relacionados y cuales son indicadores claves de desempeño, vale decir, los más importantes indicadores de evaluación– KPI´s- (Key Performance Index).

a) Tipo y calidad de crudo - API

Este criterio está directamente relacionado con la calidad del crudo y la capacidad de movilidad de los volúmenes, entre nodos o que puede transportar el ducto de acuerdo con su capacidad y potencia de bombeo.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: "Q" - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro de programación requerido para definir las necesidades de la nominación y cumplir con la capacidad de transporte solicitada. Entre más baja la gravedad API mayor la dificultad de transporte y por tanto mayor complejidad del proceso, siendo necesario utilizar reductores de fricción, diluyente o potencia de bombeo.

b) Viscosidad

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: "Q" - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación:

Que esté dentro de lo permitido por el transportador y la Resolución 41251 del 23 de diciembre de 2016 y permita que el volumen definido de crudo pueda ser transportado.

c) Salinidad y acidez

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: "Q"- Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: Que esté dentro de lo permitido por el transportador y la Resolución 41251 del 23 de diciembre de 2016.

Parámetro de seguimiento y control para definir las necesidades de la nominación, cumplir con el balance de mezcla y definir acciones sobre la integridad del ducto. La corrosión interna está reconocida en la operación de tuberías para líquido, y, un producto que corroa la superficie interna de la tubería y componentes del sistema no deberá ser transportado a menos que el efecto corrosivo del producto haya sido investigado y se hayan tomado los pasos adecuados para mitigar la corrosión interna.

d) Capacidades

Este criterio está directamente relacionado a variables como son el diámetro, longitud y volúmenes, debe existir una capacidad para evacuar todo el crudo de la zona.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Las capacidades deben estar en parámetros de poder manejar los volúmenes a transportar y las obligaciones legales y contractuales que existan.

e) Volumen disponible

Este criterio está directamente relacionado a la capacidad de volumen que se produce y se puede transportar por el ducto de acuerdo al uso y disponibilidad contratada.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro de acuerdo con el control y programación en la nominación y compromisos contractuales y disponibilidad de crudo. Se ve reflejado como el 1 – FU.

f) Volumen producido

Este criterio está directamente relacionado con el volumen que potencialmente se puede transportar por un ducto, de manera que, si no hay volumen producido, no hay que transportar. Por eso la correlación directa y medida que el ducto esté en capacidad de transportar toda la producción del campo o campos en su entorno de los nodos y puntos de conexión.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro que no depende del transportador. Corresponde a la cantidad que un remitente le puede entregar. Para efectos prácticos se considera que el transportador está en capacidad de movilizar el volumen producido cuando tiene suficiente capacidad disponible sin superar las variables claves de operación del sistema.

g) Volumen transportado

Este criterio, como el anterior está directamente relacionado a la capacidad de volumen que puede transportar por el ducto de acuerdo con el propio volumen producido en el área aledaña y conectada al ducto, al igual que las facilidades instaladas y operando, tipo de crudo y demás variables operativas. Es un valor de nominación calculado de acuerdo con la necesidad de cantidad de volumen a movilizar del producto recibido y las condiciones del ducto en un tiempo determinado.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro de control y programación de nominación para cumplir requerimientos y contratos de los remitentes. Es el volumen efectivamente movilizado, se puede reflejar en el Factor de Utilización

h) Factor de servicio o disponibilidad

De acuerdo con su definición, el factor de servicio o disponibilidad corresponde al "porcentaje efectivamente utilizable de la capacidad de diseño de un oleoducto, calculado para un período determinado" cuyo valor puede modificarse, en razón a eventuales restricciones operacionales y/o de mantenimiento.

Este parámetro es un criterio funcional dentro de las actividades relacionadas con las variables de caudal o volumen a transportar, que sirve de indicador de la eficiencia de las operaciones y mantenimiento de las empresas, y se caracteriza así:

Clasificación: Indicador.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: "Q" - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: Fs = Tiempo de servicio disponible / tiempo del periodo evaluado. Ejemplo: Días de disponibilidad del ducto en el mes / 30 días.

Parámetro de calificación: Los equipos asociados al transporte de crudo pueden operar en forma continua (permanente), pero requieren mantenimientos preventivos o correctivos, que hacen necesario detener las actividades.

Un buen Factor de servicio o disponibilidad, de acuerdo con estándares de la industria debe estar por encima del 98%, cifra que corresponde a 353 días de funcionamiento, considerando que el servicio de transporte de crudo debe ser continuo los 360 días del año.

Este factor no tiene en cuenta la disponibilidad de volumen producido; dado que es un parámetro externo a la operación del ducto, el oleoducto debe estar disponible exista o no volumen de producción con que se pueda cargar. De acuerdo con lo anterior, se establecen los siguientes rangos.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Calificación del servicio (%)

FACTOR DE SERVICIO			
PARAMETRO	**DIAS SERVICIO**	**DIAS PARA MANTENIMIENTO O PARADAS**	**%**
IDEAL TEORICO	>=360	0	100
EXCELENTE	353-359	Máximo 7	98
MUY BUENO	350-352	Entre 8 a 10	>98
BUENO INTERMEDIO	340-359	Entre 11 a 20	94-95
INTERMEDIO	330-339	Entre 19 a 30	91-93
BAJO	300-329	Entre 30 a 60	83-90
DEFICIENTE	<=299	Más de 60 dias	<82

Elaboró. Equipo Consultor.

i) Factor de Uso o Utilización

Este criterio está directamente relacionado con el volumen de crudo producido que realmente se está transportando por cada oleoducto o por las redes de los sistemas definidos en este estudio.

El factor de Uso, que fue la base de la evaluación efectuada, es un criterio funcional del desempeño y representa el principal indicador del desempeño operacional, dentro de un sistema de transporte de crudo por oleoducto. Debe ser evaluado de una manera cuantitativa y después cualitativa, toda vez que puede estar asociado a baja producción de crudo, ocasionada por aspectos exógenos al transportador. Entre otros aspectos importantes del Factor de Uso, se tienen:

Clasificación: Indicador.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: Fu = Capacidad utilizada en volumen / Capacidad efectiva en volumen, Para un periodo definido de tiempo.

Parámetro de calificación: El ducto debe ser diseñado basado en un % de utilización, sobre el cual se efectuaron todas las proyecciones, tanto técnicas como financieras, y, este valor debe superar al menos el 75% si es rentable o más alto, o, de lo contrario cambiaría el

diseño que se está efectuando. De acuerdo con lo anterior se establecen los siguientes rangos en la tabla 33.

Factor de utilización del ducto

FACTOR DE UTILIZACIÓN	
PARAMETRO	**%**
EXCELENTE	>90
MUY ALTO	75-89
ALTO	60-74
MEDIO	45-59
BAJO	30-44
MUY BAJO	<30

Fuente: Elaboró equipo consultor

j) Presión de diseño

Este criterio está directamente relacionado con la capacidad de volumen que se puede transportar por el ducto de acuerdo con sus dimensiones y facilidades instaladas. Es un valor teórico calculado en la fase diseño de la ingeniería del oleoducto.

La presión de diseño tiene que estar acorde a la capacidad que se espera del ducto; bien sea capacidad de diseño o nominal. Es el parámetro técnico que proporciona el límite superior para evitar el riesgo de sobre-presionar el ducto y, en caso de que se llegue a estos valores de diseño inicial, se debe verificar la razón del incremento de presión, y, determinar si hay necesidad de alguna ampliación. Entre más alta la presión de diseño más posibilidades de transporte.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA.

Parámetro de calificación: NA

Sólo es un parámetro de control y de diseño para definir la capacidad de transporte del oleoducto. Valores altos de presión de diseño son indicativos de mayores capacidades o volúmenes a transportar, pero no es posible realizar comparativos entre si para determinar **un factor de calificación.**

k) Presión de trabajo

Este criterio está directamente relacionado a la capacidad de volumen que puede transportar por el ducto de acuerdo a la presión que se tienen en el momento de efectuar el transporte, bien sea por instalaciones existentes o limitaciones del momento. Con la presión de trabajo se tendrá el volumen realmente a transportar en el día de la nominación o proyectado según la condición permanente. Es un valor de ingeniería calculado de acuerdo a la condiciones del momento de la nominación de transporte en el ducto.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro de control y programación de nominación para definir la capacidad de transporte que se tiene en el ducto. Entre más alto y cercano a la presión de diseño significa una mayor capacidad o volumen a transportar, lo que a su vez se puede reflejar en el factor de utilización, por lo que se puede medir indirectamente a través de dicho indicador.

l) Potencial de Bombeo

Este criterio está directamente relacionado a la presión de diseño inicialmente, y después de la entrada en operación, para programar o nominar. En muchos casos puede haber aumentado en el tiempo por necesidad de mayor capacidad de transporte. Se debe optimizar el uso de la potencia de bombeo por los altos costos en energía que generan, por lo cual se debe programar muy bien, de acuerdo con la necesidad de capacidad y el tipo de crudo a transportar.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “Q” - Volumen a transportar.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: NA

Parámetro de control y programación de nominación para definir y cumplir con la capacidad de transporte solicitada, no afecta la variable Q en forma que la modifique.

m) Vida Útil

Este criterio está directamente relacionado al tiempo de la duración de la infraestructura en servicio u operación a partir del momento en que se pone en servicio, de acuerdo con las condiciones de diseño y construcción de los ductos, y, de igual manera es indicativa de la necesidad de reposición y abandono. La vida útil está definida por cada transportador durante el periodo de construcción del ducto, pero puede ir cambiando de acuerdo con los trabajos posteriores en el mejoramiento de la integridad, que alarguen la vida del mismo.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “K” - Ingreso anual reconocible por costos fijos o CF.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación: Dato informativo, guía referente de la obra y las inversiones, al igual que de la posibilidad de reposición y posible época de abandono del ducto.

n) Programa Confiabilidad

Este criterio es función de la disponibilidad permanente de la infraestructura en buenas condiciones, directamente relacionado a las inversiones que se efectúen no sólo para aquellas necesidades de nueva infraestructura, sino para obras que garanticen que el servicio es confiable y por tanto continuo, desde todo aspecto operativo.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “K” - Ingreso anual reconocible por costos fijos.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación:

Dato informativo como guía de eventuales inversiones, para garantizar la confiabilidad del servicio y de igual manera en el caso que, una vez establecido y cobrado vía tarifa, se ejecuta.

o) Costos de O&M

Este criterio está directamente relacionado con la necesidad de operar y mantener los ductos de manera continua y confiable, segura y eficiente, para tener el ducto en óptimas condiciones como mínimo hasta su vida útil.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Costos y tipo de mantenimiento.

Variable: “CF” - Ingreso anual reconocible por remuneración al capital.

Fórmula como Indicador: Valor del costo mensual de las actividades de operación y mantenimiento en pesos o Dólares pulgadas Kilómetros.

Parámetro de calificación:

El dato indicativo de un valor de O&M, se debe revisar contra las condiciones del ducto, porque sobre esa es que se puede definir la eficiencia de esta actividad.

De acuerdo con la revisión de la información enviada por los agentes, se aplican diferentes técnicas de mantenimiento:

- Mantenimiento integrado basado en el proceso de Gestión de activos; preventivo, predictivo, por condición, Mantenimiento Correctivo basado en condición.
- El plan de conservación de activos y reposición de equipos se basa en los pilares del ciclo de mejora continua, que incluye: la definición, la realización de las actividades, la medición y el control, con el fin de garantizar el sostenimiento de los activos en términos de costo, riesgo y desempeño.
- Basado en análisis de criticidad. Análisis de la condición del activo, mantenimiento preventivo, mantenimiento basado en condición y mantenimiento correctivo cuando es el caso.

Los servicios de mantenimiento se desarrollan con aliados estratégicos que, mediante contratos de mantenimiento por actividad con componente de desempeño por disponibilidad de los activos, ejecutan la estrategia de mantenimiento, la cual, a su vez, se diseña, supervisa y actualiza por el personal directo de Cenit que lidera la gestión del mantenimiento.

La mayoría de las empresas presentaron costos de O&M, incluido la parte de administración, por lo tanto son costos AO&M, lo que no permite conocer realmente cuánto se invierte al activo para la que el servicio sea confiable y continuo.

p) Tipo de Mantenimiento

Actualmente se puede tener o seleccionar diferentes formas de programar y ejecutar los mantenimientos; estos a su vez están relacionados con los costos de mantenimiento. El modelo de mantenimiento es propio de cada empresa y se define de acuerdo con los costos y necesidades de ejecución y estado de las facilidades.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “CF” - Ingreso anual reconocible por remuneración al capital o K

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación:

Dato informativo que sirve de guía del tipo de mantenimiento que se requiere adelantar, considerando aspectos como los años de construcción, el tipo de mantenimiento y el valor de los mismos, buscando ante todo que sea efectivo y mantenga o alargue la vida del ducto.

q) Variables de O&M

Son aquellas otras actividades de operación y mantenimiento que no sean fijas dentro de un periodo rutinario y periódico, con frecuencias ya definidas o establecido dentro de los programas de mantenimiento, de acuerdo con el tipo de mantenimiento aplicado dentro de la empresa.

Clasificación: Criterio.

Actividad: Eficiencia operativa.

Variable: “CV” - Costo variable de operación por barril de crudo: CV.

Fórmula como Indicador: NA

Parámetro de calificación:

Dato informativo de costos que están por fuera de los costos fijos de O&M definidos en los programas de acuerdo con el tipo establecido dentro de cada empresa.

Por otro lado, se encontró que los agentes no discriminan, los CF de los CV, por lo tanto, no era factible realizar un análisis concluyente al respecto.

INDICADORES Y CRITERIOS DE DESEMPEÑO OPERACIONAL

De acuerdo con lo evaluado y definido en el análisis de criterios utilizando la metodología AHP, se crea un cuadro de parámetros de calificación o evaluación, asociados a niveles de desempeño operacional y dentro de los cuales se definen dos indicadores o KPI´s como parámetros iniciales de la medida del desempeño operacional, además de parámetros considerados criterios de evaluación del desempeño, desde el punto de vista técnico.

Para efectos de evaluar el desempeño operacional, el fundamento base del desempeño operacional lo constituyen los indicadores y criterios relacionados al volumen, asociados al parámetro Q de la fórmula tarifaria, como se muestra en la siguiente matriz de valoración, apreciada.

En esta dirección y como primer nivel de comparación se deben usar los indicadores definidos anteriormente, concernientes al Factor de disponibilidad y al Factor de uso

Matriz de valoración del Desempeño Operacional por los criterios relacionados a la Variable "Q"

CALIFICACIÓN	VARIABLE Q	
	KPI´S desempeño operacional	
	Factor de servicio o disponibilidad	Factor de Utilización %
Excelente	>96	>75
Bueno	91-95	60-74
Aceptable	83-90	45-59
Deficiente	50-82	30-44
Malo	<49	<30

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

Adicionalmente, se definen y agrupan los otros criterios relacionados a las demás variables de la Fórmula tarifaria, cuyo análisis sirve como un referente importante dentro del desempeño operacional, como los valores de las inversiones o construcciones, los costos de la operación y mantenimiento y el tipo de mantenimiento.

CARACTERIZACIÓN COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DEL ANÁLISIS DOCUMENTAL DE LAS REDES SELECCIONADAS

El análisis documental efectuado es la parte esencial del resultado del proceso de investigación y caracterización, que constituye la base de la definición del desempeño operacional de un oleoducto, en el que se observa y reflexiona sistemáticamente sobre realidades (teóricas o prácticas), usándolo para cada red de transporte o sistemas, donde sea necesario o aplique.

La información documental disponible utilizada fue la obtenida de los mismos agentes a través del Ministerio de Minas y Energía, y de estas empresas se obtuvieron los documentos que reflejan los datos necesarios y solicitados, para esta evaluación del desempeño operacional.

De acuerdo con la definición de los KPI´s, los criterios y la importancia de los mismos respecto a los hallazgos evidenciados en la evaluación de la información, se seleccionarán los aspectos de caracterización para definir el desempeño de las redes y sistemas, como insumos de entrada en los análisis de modificaciones o propuestas de una nueva metodología y/o fórmula tarifaria.

La caracterización se efectúa sobre el comportamiento de parámetros como producción – transporte en la serie histórica, sin embargo, adicionalmente, se revisa y analiza el comportamiento de las proyecciones a 10 años, que se efectúa en la sección siguiente del estudio, y posteriormente, se considera como propuesta sobre la metodología y fórmula tarifaria.

Los criterios que se considera evaluar corresponden a los indicadores de desempeño: Factor de servicio y Factor de Utilización, y como criterios que tienen algún comportamiento sobresaliente, se evaluarán: el valor de inversión, costos de AO&M y tipos de mantenimiento y Avalúo.

a) Evaluación Red Llanos Norte

Se efectúa la evaluación en la siguiente tabla la Red Llanos Norte de acuerdo con los criterios seleccionados e indicados previamente**.**

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Evaluación Desempeño operacional Red Llanos Norte

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
Factor de servicio (FS)	Los valores que se presentaron por las empresas que tienen oleoductos en esta red oscilan entre 70% y 97% El promedio fue de 88%.	- Este factor siempre debe estar en un valor de servicio de nivel de calificación de bueno a excelente. Los ductos deben estar listos a prestar el servicio independiente de si hay o no volúmenes de crudos a transportar
Factor de Utilización (FU)	Los valores presentados por las empresas que tienen oleoductos, indican valores promedios en la red principal de 19% y sistemas complementarios de 67%	- Por el promedio en la red principal que lleva el crudo a un nodo principal como Ayacucho o Coveñas, este factor es malo a pesar de que el factor de utilización en los oleoductos complementarios o asociados directamente a un campo siguen utilizando un % bueno de la capacidad disponible, llegando a un nivel bueno. - Un oleoducto principal con un valor de uso bajo, tiene que generar desbalances económicos en la empresa dueña de éste y/o un costo de tarifa por barril muy alta para el remitente. - Oleoducto Bicentenario, desde su inicio y hasta la fecha del presente informe, no ha presentado periodos de indisponibilidad con duración mayor a tres

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
		meses. Sin embargo, en el periodo de junio 2019 a octubre 2019 no se presentó despacho en el sentido Araguaney-Banadía del Oleoducto Bicentenario de Colombia, debido a la no disponibilidad del Oleoducto Caño Limón Coveñas. No obstante, en el periodo en mención se transportaron crudos en el sentido Banadia-Araguaney del Oleoducto Bicentenario, permitiendo la evacuación de la producción de Campo Caño Limón, a través de los ciclos de bidireccionalidad.

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

b) Evaluación Red Llanos Centro

Se efectúa la evaluación en la tabla a continuación de la Red Llanos Centro de acuerdo con criterios seleccionados.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Evaluación desempeño operacional Red Llanos Centro

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
Factor de servicio.	Los valores que se presentaron por las empresas que tiene oleoductos en esta red indican valores promedio entre 0.95 y 0.97	- A pesar de que los volúmenes en el sector de los Llanos estaba bajando, el factor de servicio se mantiene en un buen valor. - El factor de servicio de OCENSA en el Segmento 2, es de los más altos que se encontraron, porque es la red principal más importante en el momento y como tal se está utilizando y debe estar disponible y confiable para retirar el crudo de los llanos.
Factor de Utilización	Los valores que se presentaron por las empresas que tiene oleoductos en esta red indican valores promedios en la red principal de 71%	La mayoría de la producción de los Llanos se transportó por la esta red, utilizando más el ducto ODL – OCENSA, incluso con registró en el 2019 de transporte de crudo proveniente del nodo Banadia que no se llevó a Oleoducto Caño Limón. El oleoducto en el momento del estudio mas utilizado es OCENSA, por el cual se evacua el crudo de los Llanos. A pesar que el primer segmento es muy baja la utilización, en los demás si es alta.

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

a) Evaluación Red Centro Oeste

Se efectúa la evaluación en la Red Centro Oeste de acuerdo a criterios seleccionados.

Evaluación Desempeño operacional Red Centro Oeste

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
Factor de servicio.	En el segmento 3 de OCENSA el factor es alto, considerando que desde este punto en Vasconia, recoge más crudo para Coveñas En Coveñas Cartagena, siendo un sistema importante debido a la carga de la Refinería.	- Se evidencia en esta red la importancia de nodos como Reficar, donde el oleoducto OCENSA seg 3 transporte producción desde el nodo Vasconia con el ODC para Coveñas y después una parte para exportación y otra para Reficar Cartagena, con factores altos.
Factor de Utilización	El segmento 3 de OCENSA y el ODC llevan todo el crudo del Llano centro y del sur hacia Coveñas para exportación y otro para Reficar. Dentro de esta red, se registra un valor alto en Coveñas-Cartagena, debido a la necesidad de carga de la refinería.	Dentro de los nodos que siguen siendo punto de concentración esta Vasconia y el CIB, siendo importante la carga de las refinerías.

	Sistemas como Vasconia- Galán que puede ser para carga de CIB o enviar a otros nodos está actualmente a media carga.	

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

b) Evaluación Red Centro S-N

Se efectúa la evaluación de la Red Centro S-N de acuerdo con los criterios seleccionados.

Evaluación Desempeño operacional Red Centro S-N

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
Factor de servicio.	Es de los pocos sistema que ofrece un servicio del 100%, lo que significa que está a su total capacidad los 365 días del año.	Siendo un sistema que tiene una utilización muy baja, presenta un factor de servicio muy alto prácticamente del 100%, lo que significa que no tiene paradas en ningún momento o daños de ningún tipo. Hay que buscar cómo se estandariza el cálculo de este factor y

Fuente:			que sea de seguimiento y cumplimiento
	Factor de Utilización	El OAM en el periodo histórico evaluado ha tenido una utilización muy baja. La producción de crudo en esas cuencas asociadas al sur del pais ha decaído	Los volúmenes de producción no permiten una mayor carga o utilización del ducto.

Elaborado Equipo Consultor

c) Evaluación Red Sur

Se efectúa la evaluación de la Red Sur de acuerdo con criterios seleccionados.

Evaluación Desempeño operacional Red Sur

CRITERIO	COMPARACIÓN O HALLAZGO	COMENTARIOS AL CRITERIO EVALUADO
Factor de servicio.	A pesar de la localización de la red donde es zona de atentados e inestabilidad de los terrenos, se ofrece un servicio del 90%.	Se tiene un ducto en condiciones de prestar el servicio a un 90% de su capacidad, pero está siendo subutilizado al no pasar del 40%, es un caso típico del problema de falta de producción.
Factor de Utilización	Si bien se ofrece un factor de servicio alto, el de uso es bajo debido a temas de baja producción y que es un sistema aislado y depende de muy pocos campos.	Hay meses donde el factor de utilización de sistema de esta red es cero, por situaciones de la localización y orden público. En términos generales es muy baja la utilización de la red sur.

Fuente: Elaborado Equipo Consultor

CONCLUSIONES SOBRE FACTORES DE DESEMPEÑO OPERACIONAL.

Factor de servicio (FS)

- Siendo un parámetro definido dentro de la Resolución, no se tiene el dato en todos los ductos, pero lo importante es que debe tener un valor por encima del 90%, independientemente de si existe producción para transportar, excepto que esté fuera de servicio.

- El factor de servicio está entre aceptable y bueno en término del promedio de los datos encontrados, pero debe ser excelente por el tipo de servicio que se necesita.

- El valor del factor FS debe ser un dato requerido a diario, para que los remitentes tengan la información de la capacidad con la que cuentan para su operación.

- No es claro si se reporta el valor del FS a los remitentes o clientes, porque no hay una disponibilidad del 100% y una proyección del valor.

- No hay una Formulación de cálculo del factor de servicio dentro de la metodología tarifaria. Se considera importante estandarizarlo y podría considerarse como un variable que haga parte del cálculo de la tarifa al usuario final, pero cuando sea medible de manera homogénea para todos los transportadores.

- Hay redes que presentan hasta el 100% de factor de servicio, situación que motiva la revisión del concepto y que sea parte de la remuneración, pero cumplible.

Factor de Uso

- Actualmente el factor de uso está bastante bajo, en general se puede considera menor al 50%, debido a la falta de producción de crudo, lo que no provee la carga necesaria para que se usen los oleoductos de manera adecuada, hasta un valor por encima del 75%, que por criterio de diseño se considera excelente.

- De acuerdo con los valores de las capacidades e independiente de la producción se evidencia que el uso durante el periodo de la serie histórica es muy bajo. Lo que significa que la estructura principal esta adecuada y subutilizada. Sólo aquellos oleoductos complementarios tienen valores de uso mayores porque sólo manejan la producción de uno o dos campos.

- Por lo expuesto anteriormente no se ve necesidad de ampliación de las redes principales de transporte.

- En el registro histórico no se evidencian periodos de suspensión de servicio con duración mayor a seis, sólo en tramos de Caño Limón Coveñas.

  Se deben buscar y tener alternativas preparadas de evacuación de los crudos de los sistema del país, a la fecha las únicas redes que funcionan con back up adicional a su uso, son la Llanos Norte y Llanos Centro, al estar unido el Oleoducto bicentenario con ODL a través del oleoducto Monterrey -Araguaney, permitiendo que el Ocensa pueda transportar lo correspondiente al oleoducto Caño Limón y viceversa.

- La red del sur tienen muy bajo nivel de utilización, menos del 40% y tramos que no han transportado, sino por debajo del 20%. A pesar de ello se recibió información que algunos crudos de sur del Departamento del Huila, están llevando hacia esta red antes que cargarlos en el OAM.

CONCLUSIONES DEL DESEMPEÑO OPERATIVO DEL SECTOR

A lo largo del oleoducto la premisa es mantener una operación confiable, segura y limpia. El enfoque debe ser puntualizado en la excelencia, mediante prácticas y tecnología de vanguardia, en la optimización operativa como un ejercicio constante, y en el servicio confiable y oportuno, monitoreando sistemáticamente la gestión para identificar oportunidades de mejora y poner en marcha planes de acción innovadores y de mejora continua.

Se debe entonces proyectar, construir y mantener la infraestructura, de acuerdo con los más altos estándares globales del sector, lo que permitirá tener la mayor disponibilidad, aumentar la productividad y tener eficiencia en costos, prevención de riesgos y reducción de accidentes o contingencias ambientales y sociales.

Para cumplir con tales objetivos, se debe contar con un equipo humano comprometido y motivado, que incluye tanto a quienes hacen parte de la empresa como a los aliados en la cadena de valor: clientes, proveedores y contratistas. En líneas generales, el objetivo fundamental de las empresas transportadoras está en fortalecer sus metas del negocio y obtener niveles máximos de eficiencia, eficacia, confiabilidad y desempeño operacional, que satisfagan y orienten los niveles de productividad de su negocio.

Por consiguiente considerar al “Desempeño Operativo” como el conjunto de acciones, actividades y recursos, que interrelacionados entre sí, incorporan en forma sistemática, herramientas de diagnóstico, metodologías de análisis y nuevas y mejores tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control de la productividad del sistema de oleoductos.

Colombia cuenta con una adecuada infraestructura de transporte de crudo por oleoductos para evacuar el crudo de los principales campos de producción; sin embargo, la mayor parte del petróleo está en las zonas más apartadas del país, situación que evidencia la necesidad de contar con un óptimo desempeño operacional de los oleoductos que transportan allí el crudo producido.

El desempeño operacional establecido y evaluado para este estudio está en función directa de la relación de volúmenes y la capacidad de transporte de crudos, función que debe mantener una relación proporcional, en la que las capacidades de diseño de los ductos estén siendo utilizados de manera adecuada, conforme al volumen sobre los cuales fueron diseñados. Para ello, se deben establecer los factores o parámetros asociados a tales volúmenes y, de esta forma definir los indicadores apropiados o, KPI´s de la redes de transporte.

Desde el punto del análisis efectuado, la relación de los volúmenes transportados a los volúmenes producidos, calculada actualmente y en los últimos 5 años, se puede considerar entre aceptable e incluso deficiente, debido a que, en razón a la baja producción actual, la relación está por debajo del 50% (como promedio del F.U de todas las redes analizadas).

Hoy, en consecuencia, se demuestra que los principales oleoductos existentes están subutilizados, como consecuencia de la baja producción y demanda de crudo, hecho que pudo evidenciarse en la caracterización de los transportadores y en el bajo índice de utilización de varios sistemas.

La red de oleoductos sigue teniendo hoy una ventaja competitiva frente a otros medios de transporte terrestre, dada la alta capacidad de respuesta a las necesidades de los clientes y de las normativas ambientales y gubernamentales, tales como la continuidad del servicio, menor riesgo de transporte, mayor seguridad de suministro, descongestionamiento de vías, menor costo por barril transportado, mayor capacidad, menores pérdidas operacionales, sin considerar temas de acciones en contra de la infraestructura por terceros.

La eficiencia operativa nos da una idea de la situación actual del uso de la infraestructura, lo que lleva a plantear el análisis de las conclusiones desde diferentes alternativas a) Aumento del Factor de Utilización b) Reducción del Factor de Utilización. En el caso a; para efectos del cálculo de tarifas tomando en consideración que el factor de utilización es una componente que está relacionada con la variable Q de la fórmula, veremos que con el incremento en las proyecciones de los volúmenes inyectados en el sistema las tarifas salvo cambios en otros componentes de la fórmula tendería a reducirse, en el caso b sucede lo contrario y este es el caso en el que los remitentes usuarios de los sistemas se ven más afectados al aumentar el costo de movilizar el producto allí entran a jugar los análisis de otros componentes, correspondientes al aspecto de inversiones, avalúos, amortización, reposición, entre otros que se analizan más adelante en el documento.

De otra parte, en consideración al resultado de la caracterización de la producción y la tendencia del tipo de crudo a transportar, el desarrollo en las áreas de investigación y aplicación en los sistemas de transporte de crudo por oleoducto de nuestro país, debe enfocarse cada vez más a la necesidad de mover los crudos pesados, pero también a que se garantice o se establezcan rangos de volúmenes que permitan definir tarifas rentables para las partes y el sector se beneficie de ello, además de un alto desempeño operativo.

Con base en lo expuesto, como resultado del ejercicio de caracterización de los agentes se encuentra que el desempeño operacional para el transporte de crudo por oleoducto varía en función de los volúmenes producidos y entregados por los remitentes que pasan a ser volúmenes transportados. El primero de estos parámetros es función de la tasa de producción del Campo y, el segundo parámetro, esta en función de los criterios propios del diseño y operación del ducto, a saber: la disponibilidad o continuidad del servicio, las capacidades, diámetros, presiones de diseño y de trabajo, la gravedad API, la viscosidad y otros parámetros técnicos, que se analizan más adelante a fin de determinar el mecanismo idóneo para evaluar las diferentes redes.

LA COMPETITIVIDAD

Teniendo en cuenta que el componente que tiene mayor peso en la tarifa es la inversión, se realizó un análisis de competitividad medido en US/KM/PUL, realizando una comparación interna entre los diferentes oleoductos de Colombia, tomando como base de información la reportada en el último expediente tarifario, igualmente se les solicito a los agentes el reporte de costos de construcción, la cual para este análisis se descartó, teniendo en cuenta que la mayoría reportó costos de construcción a nuevo y no reales y otros reportaron valor de expediente y una minoría valor pendiente de amortización.

Por otro lado, los montos de las inversiones de algunos transportadores presentan resultados por fuera de la media de los demás, debido a que incluyen inversiones en terrenos, tanques, etc., cuyo porcentaje en el costo total de construcción es elevado en comparación a los demás oleoductos; o bien son casos aislados que presentan mayores costos que los demás.

Existen diversos modelos de costos de oleoductos, sin embargo, su incertidumbre está asociada con el grado de generalidad que cada uno apropie en dichos modelos, frente a dichos modelos, los costos pueden variar por ejemplo por las distancias de las plantas de tubería, el terreno, la localidad, los costos laborales, la temporada del año entre otras variables, lo que a su vez explica las diferencias que se pueden presentar tanto en los referentes que son recopilaciones estadísticas de datos de costos de construcción de este tipo de sistemas frente a la realidad.

Los referentes de costos suelen usarse como herramienta de gestión durante la construcción para identificar discrepancias entre el modelo y la "realidad", o para alentar a los encargados de los proyectos a evitar excesos de costos y superar los valores de referencia. (Pipeline Rules of Thumb, 2002)

A fin de realizar la comparación de los costos en US/KM/PUL se realizaron análisis contra fuentes de origen nacional e internacional, a fin de determinar si los costos de inversión de los oleoductos en Colombia corresponden con valores de referencia internacionales.

- Base de datos de la Firma DELVASTO&ECHEVERRIA, que corresponde a información desarrollada durante varios años y que ha sido soporte para el desarrollo de proyectos de la empresa. Esta información ha sido en algunos casos el resultado de consultorías realizadas para diferentes empresas a nivel nacional.

  Esta base de datos toma variables para el cálculo del costo de la tubería como son el diámetro, la longitud, las condiciones del terreno y el año en que se construyó, todas estas variables relacionadas con el ducto.

- Pipeline rules of thumb. HANDBOOK, Manual que desarrollo métodos para cuantificar los costos de los oleoductos, de acuerdo con variables como el diámetro y la longitud de la tubería.

- Estudio *Inversión en Infraestructura hacia 2035,*[19] desarrollado por la firma ICF[20] para la API (The American Petroleum Institute). En dicho estudio se detallan estimaciones de costos de oleoductos derivados de los datos de encuestas de Oil and Gas Journal (OGJ) de proyectos de oleoductos. Utilizando los datos de OGJ, el autor ha completado un análisis de regresión de los datos a lo largo de los años para determinar un costo promedio de tubería en EE. UU. USD178.000/Milla/Pulg para 2016 (en dólares nominales) para tuberías de transporte e gran tamaño que sería unos 110.604 USD/KM/Pulg y que a día de hoy indexado por la serie WPSFD41312[21] del PPI americano relativa a materias primas para la demanda final-equipo de capital privado, desestacionalizado sería uno 117,288 USD/KM/Pulg. Para las tuberías de menor diámetro utilizadas en los sistemas de recolección se tienen costos unitarios más bajos que varían según el diámetro, que se muestran en la siguiente tabla.

Costos en USD/Pul/km según ICF

Diámetro de Tubería [Pulg]	Costo Nominal USD/pulg/milla [USD constantes de 2016]	Costo Nominal USD/pulg/km [USD constantes de 2016]
1	USD 56,278	USD 34,970
2	USD 42,208	USD 26,227
4	USD 35,173	USD 21,856
6	USD 29,418	USD 18,280
8	USD 30,697	USD 19,074
10	USD 47,964	USD 29,804
12	USD 83,137	USD 51,659
14	USD 134,299	USD 83,450
16	USD 148,688	USD 92,391

Fuente: Estudio Para Inversión en Infraestructura de ICF para la API.

Para el análisis de tuberías de mayor diámetro no incluidas en la tabla, el equipo consultor extrapoló y estimó los valores para los demás diámetros asociados a las

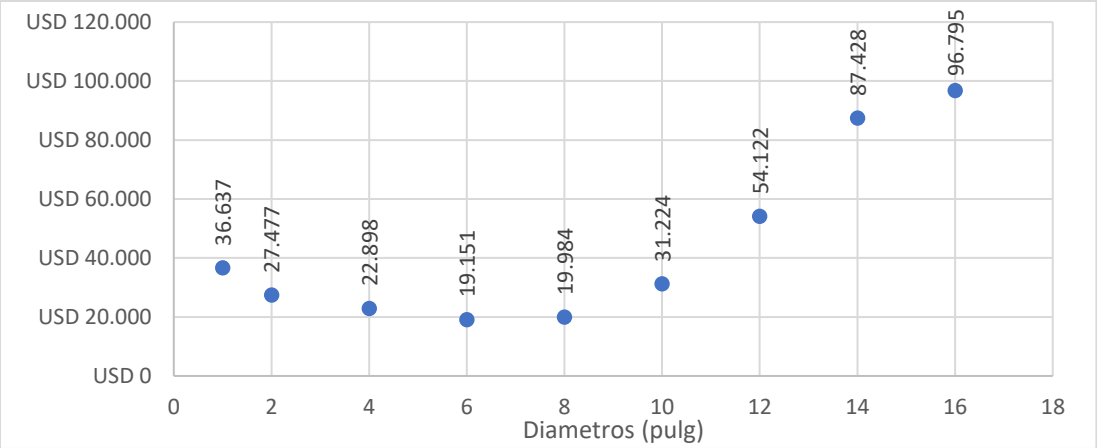
[19] https://www.api.org/~/media/Files/Policy/Infrastructure/API-Infrastructure-Study-2017.pdf

[20] https://www.icf.com/

[21] https://data.bls.gov/timeseries/WPSFD41312

redes de oleoductos que se analizan en el presente estudio. En la siguiente gráfica se muestra los datos indexados a dólares de diciembre de 2019.

Distribución de valores de Referencia USD/km/pulg – Estudio API



Fuente: Equipo consultor con datos Estudio para Inversión en Infraestructura de ICF para la API.

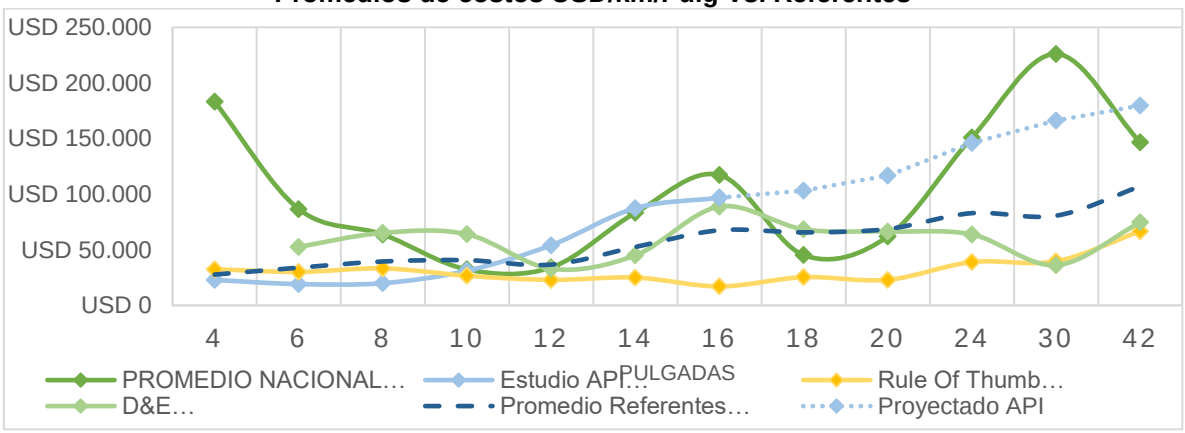
Partiendo de los datos correspondientes a los datos de inversión entregados por los agentes para la elaboración de los expedientes tarifarios, el costo promedio para los oleoductos en Colombia sería de US$109.704/km/pulgada, sin embargo, en este promedio entran valores muy por encima de lo que se consideraría aceptable o muy por debajo del valor esperado, un caso registra un valor promedio de casi 2 millones de dólares Km/Pulg y otros con valores muy por debajo, alrededor de los 1,675 USD/km/Pulg, al descartar estos elementos se obtiene un nuevo valor promedio simple de 92,531 US/Km/Pulg que al ponderarlo por la longitud de los oleoductos da como resultado 90,110 US/Km/Pulg.

Es así como, al promediar los costos por kilómetro-pulgada de los oleoductos por diámetro se obtiene una curva con valores que se alejan por lo general hacia un mayor valor, como se aprecia en la gráfica que se presenta a continuación, en algunos puntos de forma significativa respecto a los referentes internacionales lo que puede significar que como consecuencia de las particularidades de terreno, dificultad de acceso, orden público entre otros, los costos se elevan lo que al final implica que los agentes remitentes asuman mayores costos en la tarifa de transporte.

También se encuentra el caso en el que toda la infraestructura inclusive la no asociada al transporte se incluye en la inversión lo que también incrementa la relación USD/km/pulg.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

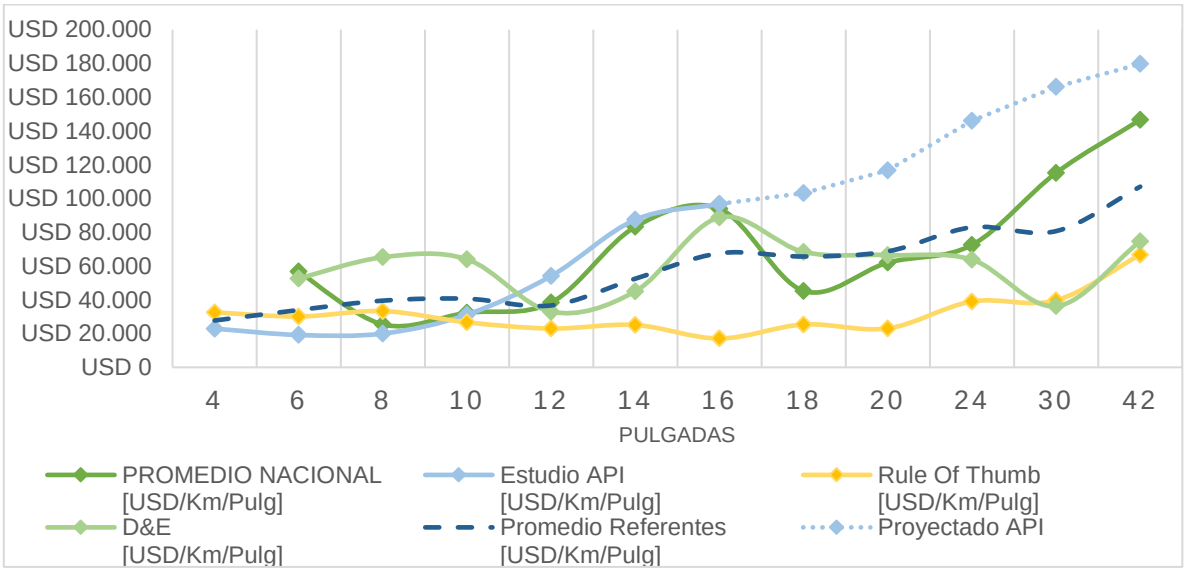
Promedios de costos USD/km/Pulg Vs. Referentes



Fuente. Equipo Consultor

Se procedió a depurar los datos de costos por pulgada-kilómetro de los expedientes tarifarios de manera que se eliminaron los datos muy alejados del valor esperado tanto hacia arriba como hacia abajo. En el caso de los oleoductos de 4" sólo se tenía un sistema, el cuál presenta un costo bastante elevado, muy por encima de los valores esperados según los referentes internacionales.

Promedios ajustados de costos USD/km/Pulg Vs. Referentes



Fuente. Equipo Consultor

Como se observa en la gráfica anterior, al realizar el ajuste, los valores de los costos corresponden mejor con los valores esperados de los referentes internacionales.

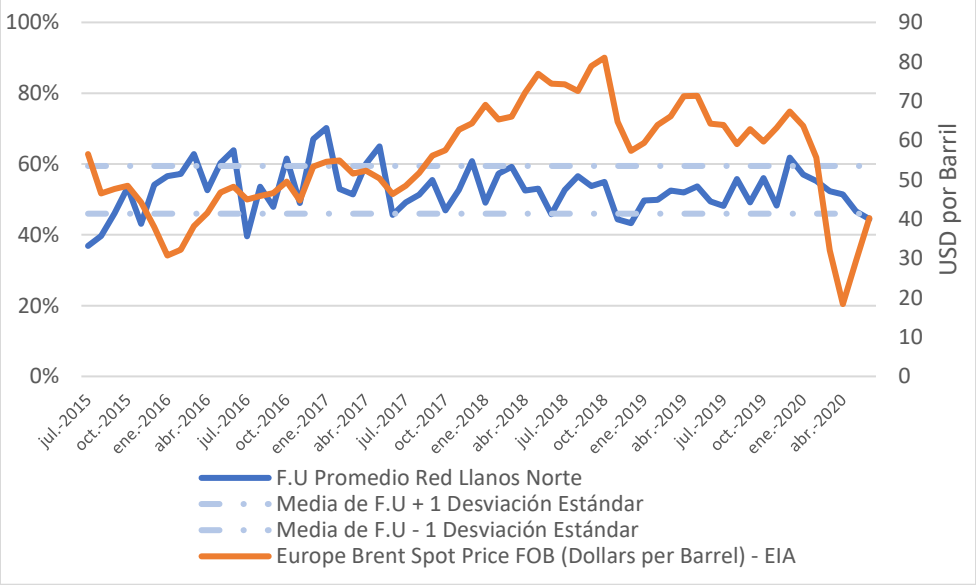
FACTOR DE UTILIZACIÓN vs PRECIO INTERNACIONAL

En el Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2019, la UPME concluye qué: “no se vislumbran mayores dificultades en el transporte de los crudos hacia las refinerías y/o los puertos de exportación. Pero la estructuración de los escenarios de producción de crudo en una coyuntura de precios relativamente bajos no permite albergar demasiado optimismo sobre la producción futura de petróleo en el país, por el contario se plantea que Colombia va en camino de recibir cada día menos ingresos por exportaciones petroleras a medida que la producción de petróleo desciende.

Teniendo en cuenta la premisa según la cual el precio del petróleo en los mercados internacionales influye en los factores de utilización, se analizó para cada una de las redes propuestas dentro del presente estudio, los factores de utilización promedio de los oleoductos que componen dichas redes y se comparó con la evolución de los precios internacionales del petróleo referencial BRENT que es el usado de referencia por Ecopetrol para sus productos.

A continuación, se presentan las gráficas comparativas para cada Red, calculando el factor de utilización promedio simple para los sistemas de oleoductos que las componen.

Factor de utilización Red Llanos Norte Vs. Precio Promedio Mes BRENT

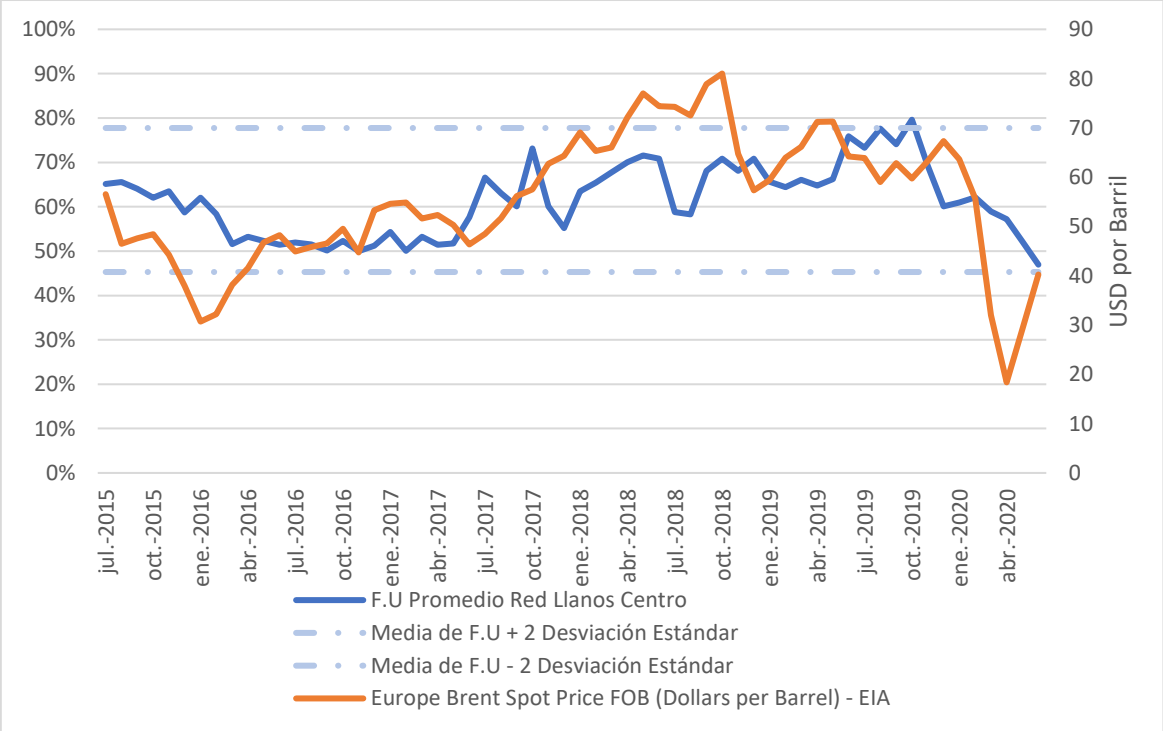


Fuente: Equipo Consultor con datos de los agentes

Cómo se puede observar el factor de utilización de los oleoductos que componen la Red Llanos Norte, es de alrededor del 50%. Los datos muestran que no parece haber una correlación directa entre la evolución del precio internacional del petróleo y el factor de utilización de los oleoductos en esta red. Sin embargo, si existen algunos momentos donde el factor de utilización parece incrementar en línea con la tendencia al alza de los precios del petróleo, y de la misma forma sucede con la caída de los precios en el primer semestre de 2020.

La siguiente gráfica de la red Llanos Centro, se observa que el factor de utilización sigue la tendencia de los precios desde diciembre de 2016 hasta mediados de 2018, cuando se estabiliza por un tiempo y luego de una pequeña subida de precios en el primer semestre de 2019, aumenta el factor de utilización en el 2do semestre del mismo año posiblemente como reacción al alza de precios precedente, para luego caer en línea con los efectos de la pandemia sobre los mercados.

Factor de utilización Red Llanos Centro Vs. Precio Promedio Mes BRENT

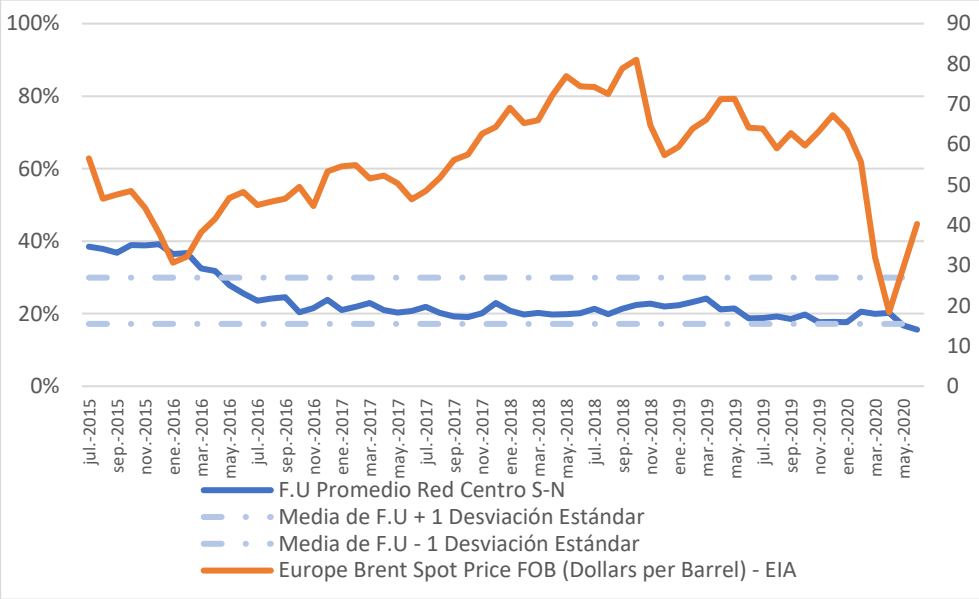


Fuente: Equipo Consultor con datos de los agentes

En la gráfica siguiente se ilustra el comportamiento de los factores de utilización de la Red Centro S-N, que no muestra ninguna relación con el comportamiento de los precios internacionales del crudo. La red tiene un factor de utilización promedio de 23,6% pero en

el primer semestre de 2020 fue de 18,5% lo que coincide con la caída de los precios internacionales del barril de petróleo a finales del año 2015.

Factor de utilización Red Centro S-N Vs. Precio Promedio Mes BRENT

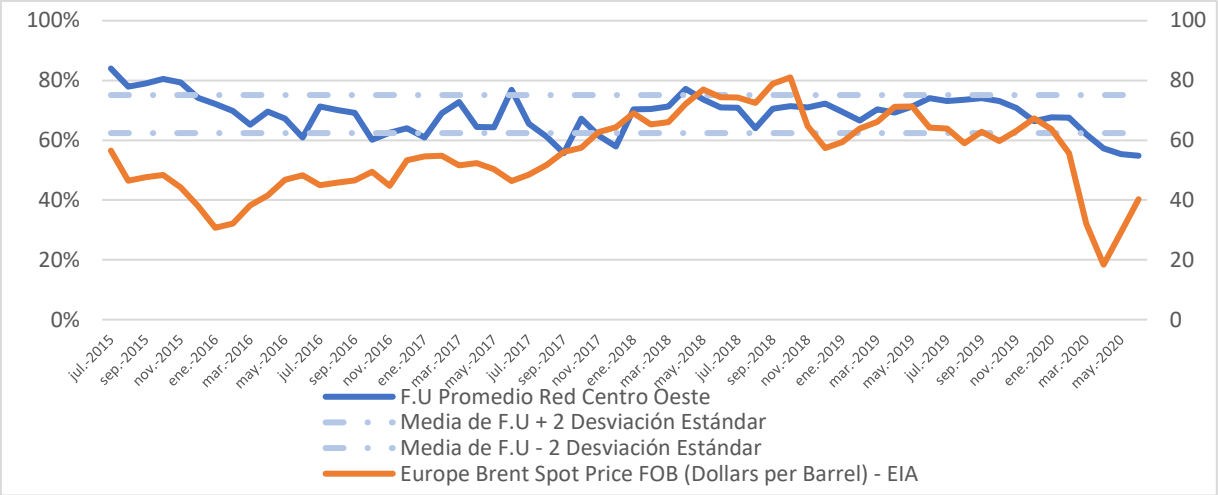


Fuente: Equipo Consultor con datos de los agentes

En el caso de la Red Centro Oeste, se observa que con la caída de los precios a finales de 2015 y comienzos de 2016, el factor de utilización sigue una tendencia a la baja en ese periodo, hasta estabilizarse en el primer trimestre de 2016 cuando a su vez los precios tuvieron una recuperación, pero que no incidió en el aumento del factor de utilización de los sistemas que componen esta red.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

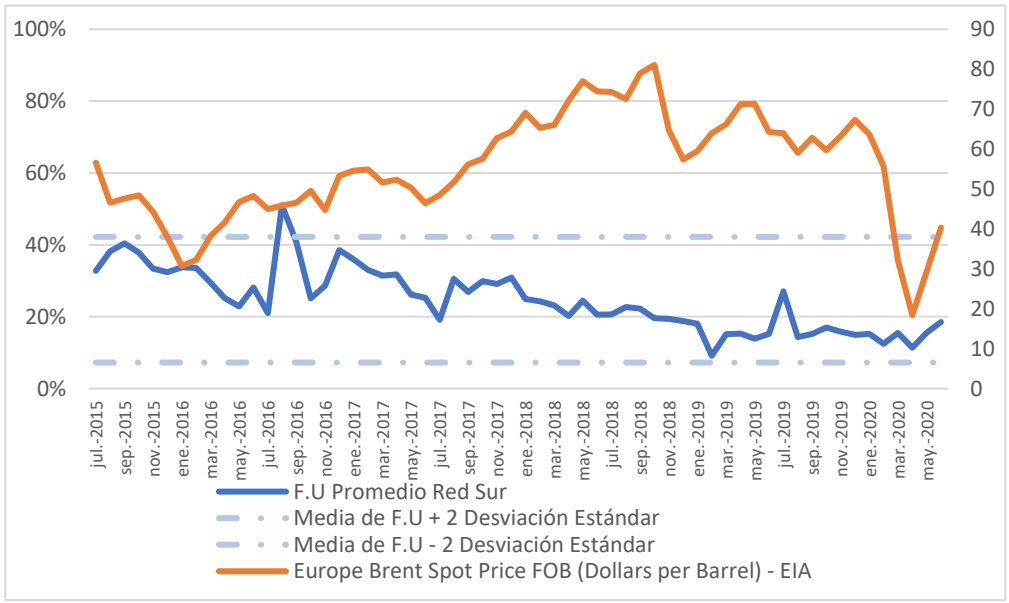
Factor de utilización Red Centro Oeste Vs. Precio Promedio Mes BRENT



Fuente: Equipo Consultor con datos de los agentes

Finalmente, la Red, sur tiene un factor de utilización promedio es de 24,7% donde se observa que, para finales de 2015 con la caída de los precios, el factor de utilización tuvo la misma tendencia, luego, con los incrementos de precios del petróleo muestra un pico en agosto de 2016 de 45,8% y luego seguir una línea descendente hasta el día de hoy.

Factor de utilización Red Sur Vs. Precio Promedio Mes BRENT



Fuente: Equipo Consultor con datos de los agentes

Cómo se puede observar del análisis presentado, no existe una correlación directa, exacta y sobre todo permanente en el tiempo entre el factor de utilización y los precios internacionales del petróleo, lo que implica que además del factor "precio de venta" existen otros factores que permiten sostener el factor de uso de los ductos a pesar de un escenario de precios bajos, debido a que existen campos muy rentables que aún en momentos de precios bajos que mantienen su producción.

El análisis del F.U Vs los precios internacionales, permite concluir que el F.U de los oleoductos no es función directa o indirecta de los precios, aunque si se observan períodos en los que el precio muestra su influencia sobre el FU de algunos sistemas.

Además, se puede decir que cada uno de los agentes asume en determinado momento el riesgo de demanda de crudo en los mercados internacionales, donde se plantean diferentes escenarios así:

a) El precio baja y el FU baja

b) El precio sube y el FU sube

c) El precio baja y el FU sube

d) El precio sube y el FU baja

En el escenario a, el transportador se ve afectado por la disminución de los volúmenes que debe movilizar, lo que a su vez reduce sus ingresos lo que puede conllevar desbalances económicos. El productor o remitente se ven afectados por la disminución de volúmenes y a su vez por la mayor participación de la tarifa de transporte sobre el precio de venta, respecto de los volúmenes comercializados.

En el escenario b, tanto transportador como remitentes se ven beneficiados por el mayor volumen transportado, en el caso del primero y por el aumento del margen del segundo respecto al precio de venta, por la reducción en la participación en la tarifa del componente de transporte.

En el escenario c, el transportador aumenta sus ingresos, mientras que el productor/remitente ve como reduce su margen respecto al precio de venta a pesar de aumentar la cantidad de producto comercializado, lo que podría compensar el ingreso, pero no el porcentaje de beneficio.

En el escenario d, el beneficiado podría ser el productor/remitente que podría reducir sus volúmenes transportados, pero aun así aumentar o por lo menos mantener sus ingresos, a su vez que la tarifa de transporte representa una menor proporción del precio de venta. El transportador por otra parte verá una reducción de sus ingresos vía tarifa.

Estos casos son posibles como se observó previamente, no sólo porque el FU no depende siempre de los precios internacionales, sino porque se pueden presentar situaciones exógenas o decisiones propias de los operadores de los campos, productores, remitentes que, sin estar asociadas a esta variable, modifican los resultados para cada uno de los involucrados.

Ahora, al analizar estos escenarios bajo contratos Ship Or Pay.

Para el escenario a, el productor/remitente, mantiene la obligación de pagar por la capacidad, a la vez que disminuyen sus ingresos por el precio de venta, mientras que el transportador mantiene sus ingresos a pesar de la reducción del FU.

En el escenario b, bajo la óptica de contratos Ship Or Pay, el productor/remitente, obtiene un mayor beneficio sobre el precio de venta mientras que el transportador mantiene sus ingresos (hasta la cantidad contratada).

Para el escenario c, nuevamente el productor/remitente mantiene la obligación de pagar por la capacidad, a la vez que disminuyen sus ingresos por el precio de venta, salvo que hace uso de su capacidad contratada manteniendo el flujo para sostener el monto de ingresos, a pesar de la reducción de los márgenes. El transportador aumenta sus costos variables, pero mantiene el monto de ingresos hasta la capacidad contratada, a partir de ahí aumenta sus ingresos, por las cantidades “adicionales” transportadas.

Finalmente, en la opción d, el productor está aumentando su margen, pero no tendría sentido que pierda rentabilidad pagando al transportador por capacidad que no usa (que hace que baje el FU) ya que esto reduce su porcentaje de beneficio respecto al precio de venta. Es decir, no es un escenario razonable bajo modalidad SoP.

En conclusión el FU obedece a los precios en algunos períodos, pero como se dijo previamente, también obedece a la decisiones de los agentes, tanto operadores, como productores, remitentes e incluso transportadores, empezando por la selección de la modalidad contractual para la liquidación de las tarifas y pasando por las decisiones operativas del día de los campos, así como de las decisiones de tipo empresarial de aumentar o reducir los volúmenes que por lo general dependen de lo que dicta el mercado.

COSTOS DE PRODUCCIÓN DE COLOMBIA VS PRECIOS OTROS PAISES

Con la reciente crisis generada por la pandemia de COVID-19, la demanda y los precios del petróleo cayeron estrepitosamente. Esto ha forzado a la industria a adaptarse de nuevo, tras los ajustes de costos realizados por las compañías especialmente del Upstream entre 2014 y 2016.

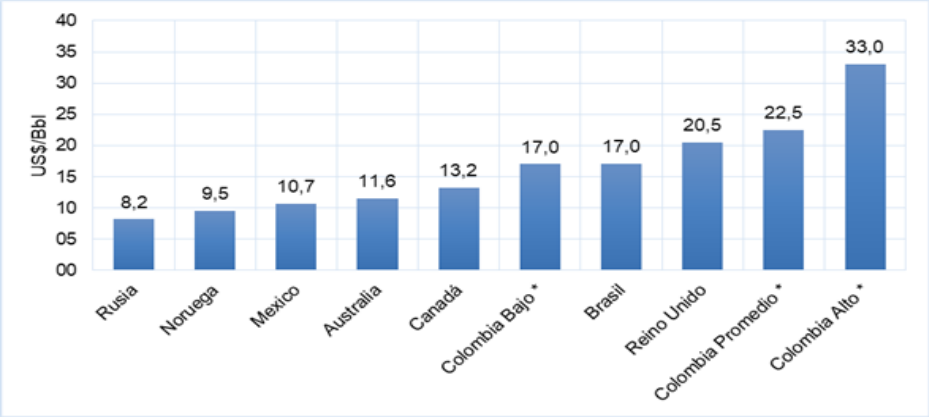
Las monedas mundiales se han devaluado frente al dólar estadounidense, por lo que un análisis de Rystad Energy[22] muestra que los costos de levantamiento por barril de petróleo equivalente (OPEX por barril de petróleo equivalente producido) podrían caer significativamente, si se considera que la mayoría de los gastos operativos en la producción de petróleo y gas se realizan en monedas locales.

"[…] los campos que ya están en producción se beneficiarán de la depreciación de los tipos de cambio, ya que los costos operativos se pagan principalmente en monedas locales", dice Sara Sottilotta, analista de servicios de yacimientos petrolíferos de Rystad Energy

Rystad estima el costo de extracción de Brasil en aproximadamente 14,70 US$/Bbl, con ahorros potenciales de 2,30 US$/Bbl mientras que para México calcula ahorros de 1.80 US$/Bbl, lo que reduce los costos de extracción a 8.90 US$/Bbl según los datos de la consultora internacional.

Al analizar la información publicada en el mencionado análisis, el equipo consultor pudo obtener los costos de producción (lifting costs) incluyendo el transporte reportado por Rystad para diferentes países y compararlos contra los referentes nacionales, como se muestra en la siguiente gráfica.

Comparativo costo de producción por barril de petróleo



Fuente: Equipo Consultor con datos de Rystad y ACP

Nota: Los datos de Colombia bajo y alto corresponden a los informados por la ACP en su "Informe Económico: Doble crisis COVID-19 y guerra de precios del petróleo: impacto para Colombia y el sector de hidrocarburos" publicado el 22 de abril de 2020. Se anota que para el dato "Colombia promedio", dado que la Asociación da un

22 https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/brazil-tops-savers-list-as-countries-with-currencies-hit-by-Covid-19-see-production-costs-shrinking/

rango para el promedio ponderado, se tomó el valor medio del rango de 20 a 25 USD/Bbl informado, según la ACP estos costos incluyen levantamiento ("lifting"), dilución y transporte, de crudos livianos y pesados.

El elevado costo de producción de Colombia frente a otros países, reduce su competitividad en el mercado internacional, en especial dado que los precios de venta se encuentran por debajo de los precios de los referentes internacionales por los ajustes de calidad del crudo.

Las estrategias de reducción de costos aplicadas en años anteriores ya van encontrando su límite y los productores manifiestan la dificultad de continuar reduciendo los costos de producción.

DESEMPEÑO ECONÓMICO Y FINANCIERO DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA

Contexto económico y financiero

Contexto Económico

El servicio de transporte de crudo por oleoducto hace parte de la cadena del sector de hidrocarburos, junto con las actividades relacionadas con la exploración, producción, refinación o procesamiento y comercialización. La relación de la inversión extranjera, las exportaciones, el desempeño del PIB en Colombia y la variación de las tasas de cambio, entre otros indicadores se ven influenciados por las operaciones del sector de hidrocarburos en Colombia y su impacto puede ser positivo o negativo dependiendo del desempeño del sector.

En el análisis del contexto macroeconómico podemos inferir la importancia del sector petrolero en la economía colombiana; el comportamiento del sector no ha sido ajeno a los factores externos como se puede apreciar en la evolución de la producción que ha fluctuado según la variación de los precios del petróleo, las decisiones geopolíticas relacionadas con la acumulación de inventarios y la guerra de precios entre los principales países productores.

Estos impactos se ven directamente relacionados con el sector de transporte donde la utilización de la infraestructura está asociada a la producción nacional; en algunos casos los mecanismos de contratación "Ship or Pay" sirven de escudo para los ingresos de las compañías transportadoras, pero en ausencia de estos, una baja producción afecta las proyecciones de ingresos, incrementa las tarifas y puede influir negativamente en la decisión de realizar inversiones adicionales.

A continuación, se describe el comportamiento de algunas variables macroeconómicas de alta relevancia y correlación con el sector de hidrocarburos, las cuales al cierre de 2019 traían unos comportamientos que denotaban estabilidad, y preveían un crecimiento positivo para el 2020; sin embargo, el impacto del COVID-19, ha cambiado de forma importante las

proyecciones de cierre del año 2020 y se espera un retraso de varios años en la recuperación de la economía, según los expertos.

- PIB e Inflación

La economía colombiana en 2019 presentó un comportamiento positivo con un crecimiento del 3,3%,[23] que, sumado a los resultados de 2018, cuando creció 2,5%, se considera una consolidación de los ajustes realizados en el mercado, tras los impactos de la caída de precios del petróleo a finales de 2014 y que resultó en una desaceleración de su ritmo de crecimiento a tan sólo 1,4% en 2017.

En cuanto a la inflación el IPC del año 2019 terminó en 3,8% y por primera vez en el último lustro, el IPP estuvo por encima del IPC con un 6,1%[24] al cierre del año, donde el sector de Minas y canteras presentó la mayor variación positiva con relación al año 2018 alcanzando un crecimiento del 9,71%.

- Inversión Extranjera Directa

En 2019, el ingreso de inversión extranjera directa (IED) al país fue de US$MM 14.493, alcanzando su mayor nivel desde 2014; continúa siendo la principal fuente de recursos externos, representando un 4,5% del PIB, según el informe del Banco de la República. Una tercera parte de estos recursos se dirigieron hacia el sector minero energético.

En este nuevo contexto nacional afectado por los bajos precios del petróleo y la emergencia sanitaria generada por el COVID-19, y según datos estadísticos del Banco de la República, la inversión extranjera directa -IED- en Colombia se ha visto afectada por factores externos determinantes en economías emergentes como esta. Pues, en lo que va recorrido del II trimestre de 2020 la inversión extranjera directa fue de US$1,340 millones, en comparación con US$4,14825 millones en el mismo periodo de 2019, lo que representa un 32,3% menos en IED.

Para mencionar algunos de los componentes que afectan la Inversión extranjera en el sector de hidrocarburos se hacen evidentes las tensiones iniciadas entre los gobiernos de

---

23 Banco de la República Colombia. Marzo 2020. Informe de la Junta Directiva al Congreso de la República.https://repositorio.banrep.gov.co/bitstream/handle/20.500.12134/9827/informe-congreso-marzo-2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y

24 DANE. Boletín Técnico diciembre de 2019. https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ipp/bol_ipp_dic19.pdf

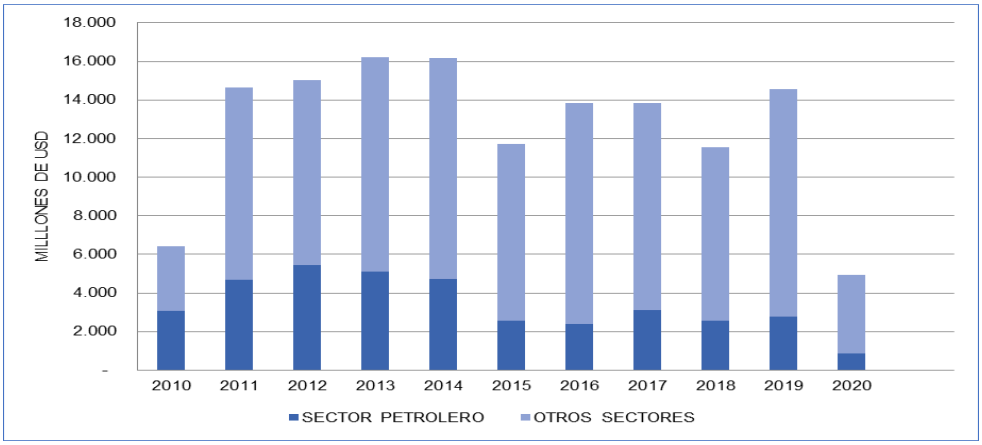
25 Banco de la República Colombia. Septiembre 2020. Subgerencia de Política Monetaria e Información Económica - Balanza de Pagos. Cuadro Excel - IED – Actividad económica, Flujo de inversión extranjera directa en Colombia según actividad económica.

Estados Unidos y China, la guerra de precios entre los miembros de la OPEP Arabia Saudita y Rusia, así como, un mercado saturado y con poca demanda de crudo.

La acumulación de inventario, además de la actual pandemia mundial del COVID 19, ha incidido en el cierre de fronteras y en la caída de los precios, por lo que las empresas líderes en el sector suspenden o retrasan las inversiones programadas en hidrocarburos, minería y petróleo.

En la gráfica siguiente se muestran los últimos diez (10) años de inversión extranjera del sector petróleo, mostrando un incremento importante en el periodo 2010 con USD$ 3,080 millones hasta alcanzar su máximo en el 2012 con USD$5,451 millones, para luego disminuir significativamente como consecuencia de la caída del precio a nivel internacional.

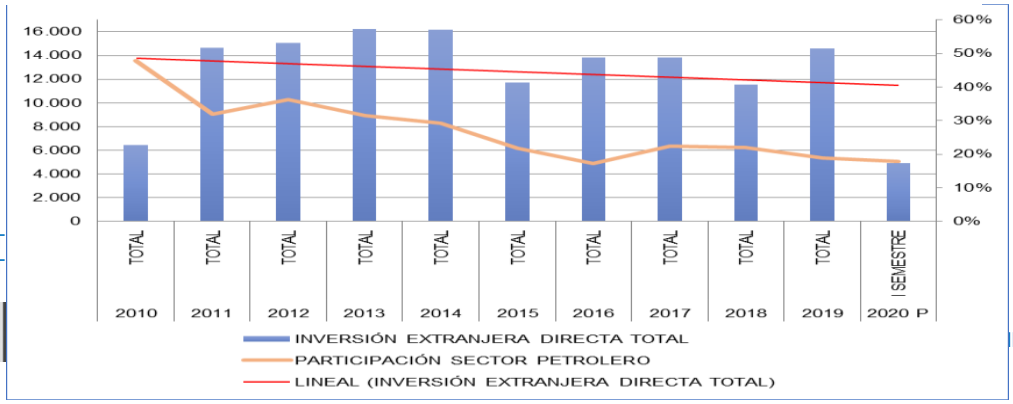
Inversión Extranjera en el sector petróleo y otros sectores



Fuente: Banco de la República Colombia. Septiembre 2020. Subgerencia de política monetaria e información económica - Balanza de Pagos. Cuadro Excel - IED

A continuación, se muestra la disminución porcentual de la participación de la Inversión Extranjera en el sector petróleo en los últimos 10 años, frente a la Inversión Extranjera total, al pasar de un 48% en 2010 a un 19% en el 2019.

Participación sector petróleo – Inversión Extranjera (MM USD y %)



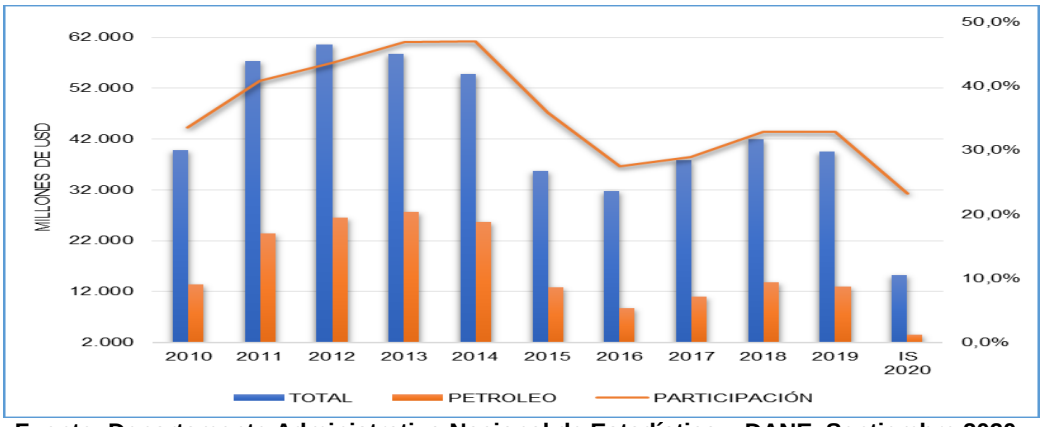
Fuente: Datos Banco de la República Colombia. Septiembre 2020.
Subgerencia de Política monetaria e información económica.

- Exportaciones

Las exportaciones para 2019, presentaron una disminución del 1.9% en comparación con el año 2018; la principal variación se reflejó en la venta del grupo de Combustibles y productos de las industrias extractivas, con una caída del 11,1%[26]. Con relación a las exportaciones de petróleo crudo, los precios de venta fueron menores en un 7,2% compensados con un incremento del 1,3% de las cantidades vendidas.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de las exportaciones desde el año 2010 al primer semestre de 2020, donde se refleja la pérdida de participación del petróleo desde el 2014 con la caída de precios del crudo.

Exportaciones Colombia FOB



Fuente: Departamente Administrativo Nacional de Estadística – DANE. Septiembre 2020.

- Producción y Precios de Petróleo

El sector petróleo continúa siendo un protagonista de alto impacto para la economía nacional colombiana por su contribución en materia de finanzas públicas con alrededor de

26 DANE, Boletín Técnico de Exportaciones. https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/exportaciones/bol_exp_dic19.pdf

$16 billones[27] estimados entre el 2018 y el 2019, además de la importancia que tiene para Colombia la producción de crudo y su proyecto de mantener la autosuficiencia energética en el país.

Durante los últimos diez (10) años la exploración y la producción de petróleo presentan fluctuaciones tanto al alza como a la baja, siguiendo el movimiento de los precios internacionales. En este análisis estadístico se evidencia el incremento de producción presentado entre enero del 2010 a septiembre 2013 (Datos analizados de los reportes suministrados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos), donde la producción pasó de los 698,93 mil barriles a 1.010 mil barriles de petróleo por día. Posterior a este periodo, la producción se mantuvo sobre los 990 mil barriles de crudo hasta finales del 2015 donde la exploración y la producción de petróleo comenzó a presentar una disminución porcentual importante alcanzando el 7%[28] entre el 2018 y el 2019.

Hay que resaltar que el desplome de la producción colombiana a comienzo de 2020 se debió a la caída del precio de barril de petróleo, que en el caso del Ice Brent y WTI llegó a niveles mínimos históricos. Adicionalmente, los diferenciales Castilla y Vasconia llegaron a niveles de descuento superiores a los 13 y 10 $/bbl vs el Ice Brent, respectivamente, afectando los precios de realización del crudo colombiano. Esto debido, a las influencias externas, que a su vez generan implicaciones negativas en las futuras proyecciones de exploración y producción.

Desde inicios del año 2020, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en un informe preliminar anunció que las reservas probadas de petróleo para el 2019 en Colombia ascendieron a 2.036 millones de barriles en relación con los 1.958 millones de barriles reportados en el 2018, lo que representa un leve aumento del 4%[29.]

Por cada barril producido en 2019, el país incorporó a sus reservas probadas 1,24 barriles, lo que representa 6,3 años de vida media útil de dichas reservas. Estas acciones se lograron

---

27 Informe económico ACP. Participación del Estado colombiano en la renta petrolera en 2018 y perspectivas 2019. Diciembre 2019

28 Análisis Tendencia de Inversión en exploración y producción (E&P) en Colombia 2019 y perspectivas 2020, Asociación Colombiana de Petróleo, https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/676-informe-economico-no-1-2020-tendencias-de-inversion-en-exploracion-y-produccion-e-p-en-colombia-2019-y-perspectivas-2020

29 Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. https://n9.cl/vib2

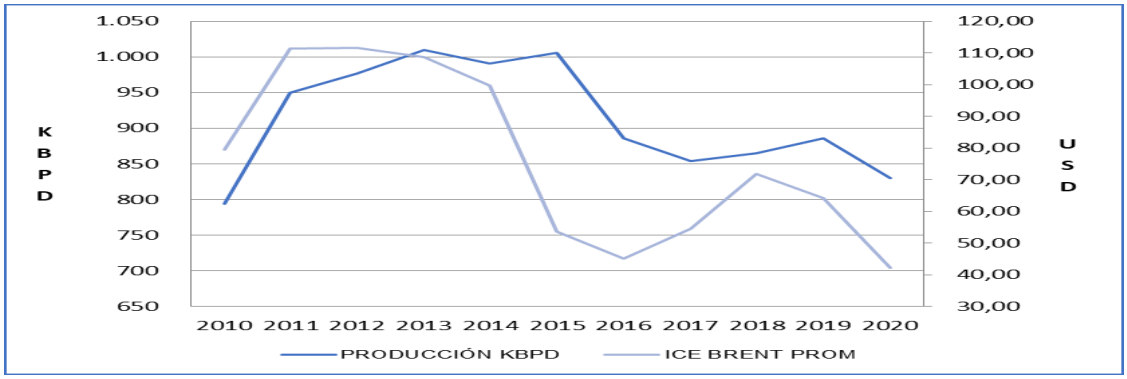
gracias al desarrollo de campos de crudo pesado, así como la implementación de proyectos de recobro mejorado.

En la actualidad, los departamentos que más aportan a las reservas probadas del país son, Meta con un 46% (936,8 Mbls), seguido por Casanare el 20% (413 Mbls) y Santander con un 10% del total (201,9 Mbls). Rubiales (248 Mbls), Chichimene (152 Mbls) y Castilla (123 Mbls) son quienes lideran la lista de campos con mayores reservas probadas[30].

Con relación al precio, desde el 2013 la evolución del Brent (crudo de gran calidad y considerado el petróleo de referencia para las exportaciones colombianas) ha presentado variaciones con tendencia a la baja, alcanzando mínimos en el 2016 de USD$27,88[31]; posterior a este periodo, el petróleo Brent inició una recuperación cotizando el barril de crudo a finales de 2018 en USD$84,56. En abril de 2020 el precio del barril Brent ha descendido hasta un histórico de USD$19.33, alcanzando su pico más bajo en los últimos 8 años. Sin embargo, en lo corrido del año en curso 2020 el precio del barril comenzó un ligero crecimiento alrededor de USD$45,09 por barril.

Los últimos datos registrados el 4 de septiembre de 2020 emitidos por Bloomberg Energy para la cotización del Brent dejan entre ver que el barril cotiza por debajo de los 43 dólares, pues la demanda del crudo exacerba las preocupaciones por la lenta recuperación de la crisis del coronavirus. En la gráfica siguiente se aprecia el comportamiento de la producción desde el 2010 y la correlación directa de la misma respecto al precio Brent.

Comparativo histórico Ice Brent Vs Producción Promedio País



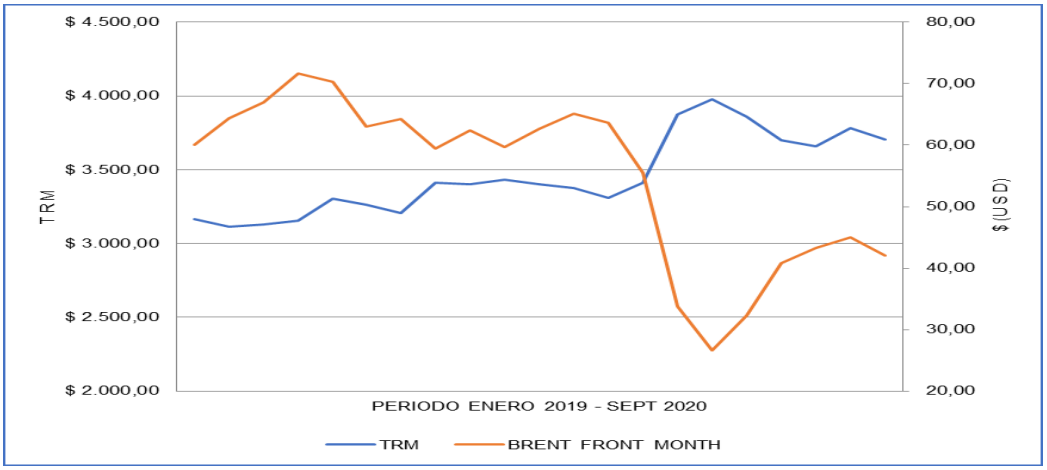
30 Presidencia de la República. Bogotá, 30 de abril de 2020. https://n9.cl/gq8v

31 Datos tomados de Platts https://www.spglobal.com/platts

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH www.anh.gov.co y Platts https://www.spglobal.com/platts, septiembre de 2020

El precio del petróleo tiene un impacto importante e inverso en la tasa de cambio en Colombia; en la gráfica inferior se puede observar el comportamiento desde el mes de enero de 2019 a septiembre de 2020, donde observamos el año 2019 estable en los dos indicadores y los cambios importantes que se presentaron al inicio de 2020, producto de los diferentes factores que se han mencionado, como la acumulación de inventarios, la guerra de precios.

Comparativo tasa representativa del mercado (TRM)



Fuente: Datos tomado de la Página de la República y Platts https://www.spglobal.com/platts

Durante los inicios de 2019 se llegó a pensar que el Brent llegaría a alcanzar los 70 U$ dólares; la percepción del mercado era de equilibrio por los grandes esfuerzos sostenidos por la OPEP y sus aliados. El Brent en los primeros tres meses del año 2019 subió un 20%; sin embargo, el 31 de mayo el precio de petróleo Brent cayó -11,57%, lo que represento -8,30 U$ Dólares por barril. En septiembre de 2019 el precio de petróleo Brent registró un incremento del 12,76%, es decir, que en promedio se cotizó alrededor de los 62,42 U$ dólares por barril. Este indicador positivo se mantuvo durante el resto del 2019 alcanzando

a cierre de 2019, un incremento de 28,01%, lo que representó unos 15,46 U$ Dólares por barril.

Para ese mismo periodo de tiempo, la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en Colombia mostraba una tendencia con poca variación en promedio entre los $3.136.57 pesos durante los tres (3) primeros meses de año.

Paralelamente, el Precio Brent de referencia en junio de 2019 presentó un incremento de 7,32%, es decir unos 4,46U$ Dólares por barril, mientras la TRM indicaba una leve caída entre junio y julio de $97,89 pesos.

Estas variaciones positivas se vieron afectadas en los primeros meses de 2020 por la acumulación de inventario en el sector, lo que provocó que el precio del petróleo Brent haya descendido hasta un histórico de USD$19.33 alcanzando su pico más bajo en los últimos 8 años, mientras que el dólar tomó una carrera ascendente, que causó gran impacto, ocasionado por la pandemia del Coronavirus SARS – Cov-2, por la desaceleración económica mundial y la llamada guerra comercial de China y los Estados Unidos; en este escenario de incertidumbre los inversionistas buscan activos seguros para refugiarse y en este caso la moneda que presenta esta garantía es el dólar americano, donde la revaluación de la moneda se da por la segunda ola de pandemia en el mundo.

Esta incertidumbre tuvo recientemente el 21 de septiembre de 2020 efectos negativos en los precios del petróleo Brent, cayendo el 3,94%, hasta 41,43 dólares por barril, lo que ha permitido un salto del dólar en respuesta de la caída de los precios del crudo, al temor a la caída de las bolsas y a una segunda ola del Coronavirus.

Desempeño Financiero

A continuación, se presenta las principales cifras financieras consolidadas de algunas de las empresas cuyo objeto principal es el transporte de crudo por oleoducto, y por tanto cuentan con información financiera para dicha actividad.

Evolución consolidada de Estados Financieros 2015 – 2019

CIFRAS FINANCIERAS EMPRESAS TRANSPORTADORAS (en miles de dolares)							
Estados financieros	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**TACC 2015-2019**	**VARIACION 2018-2019**
Activos	4.574.024.597	4.548.305.378	5.405.028.007	5.316.700.449	5.632.233.100	4,3%	5,9%
Pasivos	772.577.171	761.044.677	568.680.233	614.851.510	742.188.960	-0,8%	20,7%
Patrimonio	3.801.447.427	3.787.260.701	4.836.347.773	4.701.848.939	4.890.044.139	5,2%	4,0%
Ingreso Operacional	1.416.347.999	1.538.733.950	1.537.768.641	1.594.447.982	1.709.348.292	3,8%	7,2%
Utilidad operacional	563.442.983	880.224.703	1.378.157.571	1.488.576.649	1.678.874.708	24,4%	12,8%
Utilidad Neta	1.212.148.926	1.052.510.534	1.075.748.769	1.241.605.042	1.408.186.410	3,0%	13,4%
Margen operacional	39,8%	57,2%	89,6%	93,4%	98,2%	19,8%	75,6%
Margen neto	85,6%	68,4%	70,0%	77,9%	82,4%	-0,8%	76,8%
ROA	26,5%	23,1%	19,9%	23,4%	25,0%	-1,2%	23,6%
Endeudamiento financiero	0,05%	0,05%	0,04%	0,03%	0,03%	-11,8%	0,04%
Endeudamiento financiero	2.476.492,9	2.331.057,8	2.109.053,0	1.856.264,7	1.629.879,4	-8,0%	-12,2%

Fuente: Elaborado equipo consultor

A nivel general se puede ver que la tasa anual de crecimiento compuesta (TACC) de los últimos cinco años, en el total de activos de las compañías, ha estado por debajo de la inflación acumulada que fue del 4,72%, situación que se ve reflejada en el nivel de inversión, que no ha sido significativo en este periodo.

- El promedio del margen operacional de los últimos cinco años de las compañías transportadoras fue del 70% aproximadamente, esta rentabilidad se ha mantenido en general, con algunas excepciones donde se presenta crecimientos superiores, debido a la inclusión de otras participaciones.

- En cuanto a la Rentabilidad del Activo (ROA), el promedio se ubica en 23,6% en los últimos cinco años, siendo superior frente a la rentabilidad fijada en la Resolución 72146 de 2014 (WACC después de impuestos), para las tarifas de transporte de crudo por oleoductos que fue de 8,43%.

- En términos generales, en el período tarifario 2015-1019, se presenta una ejecución baja en inversiones y costos, con excepción de algunos tramos, mientras que la ejecución de volúmenes transportados de crudo está sobre el 80%.

Los resultados presentados por las compañías transportadoras de ejecuciones de los diferentes componentes de la tarifa son presentados, con el fin de identificar oportunidades en los esquemas de remuneración o afectación de los mercados por factores externos que deben ser considerados por la regulación, los cuales servirán de base de estudio para la siguiente fase de este proyecto.

De las evaluaciones generales realizadas a todos los sistemas para el periodo 2015-2019, en aspectos tales como volúmenes transportados, inversiones realizadas, costos fijos, costos variables entre otras, se puede concluir que:

- En las ejecuciones de las compañías se puede observar una tendencia de mayor proyección de las inversiones y los costos, aunque esto puede tener explicación en los largos períodos para los ajustes de 4 años, que pueden generar algún riesgo de no recuperación de dichos costos, razón por la cual se cubren con las proyecciones que realizan. Con el fin de evitar estas situaciones, se puede analizar la inclusión en la regulación de la definición de las bases sobre las cuales se debe realizarse el cálculo y los parámetros de eficiencias que limiten dichas proyecciones.

- Otro efecto que también se debería analizar es si el porcentaje de ajuste es el adecuado (10%), teniendo en cuenta que la inversión inicial tiene un peso importante en la tarifa.

- La CREG ha generado indicadores de eficiencia que se aplica para los cargos de transporte de gas, lo mismo que el análisis de la información histórica de las compañías, con miras a optimizar las proyecciones para los próximos períodos tarifarios, que se podrían analizar como referentes a aplicar para el transporte de crudos por oleoductos.

- Los volúmenes se proyectan en general a la baja de un período tarifario a otro, lo cual puede estar justificado en el pronóstico de producción de los campos de origen, el comportamiento de los precios internacionales del barril de petróleo que puede incrementar o disminuir los volúmenes a transportar, o las expectativas de producción, por lo que dado los factores externos y la relevancia de este componente en el cálculo de la tarifa, la regulación debería considerar fuentes oficiales de proyección y períodos más cortos de ajustes que no trasladen a la tarifa sobrecostos al usuario final.

INVERSIÓN

La infraestructura del sector de transporte de crudo por oleoductos demanda un alto nivel de inversión, por lo cual se constituye en el principal componente de la tarifa. La regulación vigente inició en el año 2011, momento en el cual la mayoría de los oleoductos ya habían sido construidos y estaban en operación; durante los siguientes períodos tarifarios se han realizado algunas inversiones tendientes a garantizar la operación e integralidad de los oleoductos y algunos tramos de conexión; como inversión nueva importante está el oleoducto BICENTENARIO y el incremento de capacidad del Oleoducto Central con su proyecto P135.

Con el inicio de la regulación en el 2011, se requirió establecer el valor a remunerar como inversión inicial, por su relevancia, a continuación, se realiza un análisis detallado de este componente.

La actividad de transporte de crudo por oleoducto está contenida en la regulación establecida en el Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos), en sus artículos 56 y 57 establece las bases para la determinación de las tarifas, con la relación al componente de inversión, el artículo 56 establece “(…) fijará las tarifas teniendo en cuenta:

La amortización del capital invertido en la construcción (…)"

El su artículo 57 establece "(…) Para determinar la utilidad liquida equitativa de cada empresario se tomará en cuenta el ***justo valor del oleoducto en la época de la revisión de las tarifas (…)"***

A su vez la Resolución 124386 de 2010, con relación a la remuneración de la inversión establece:

"(…) Artículo 3º. INVERSIONES Y COSTOS A RECONOCER. De conformidad con el Artículo 56 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan, las inversiones y costos a reconocer a los transportadores en las tarifas son: i) La amortización del capital invertido en la construcción. ii) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación y iii) Una ganancia equitativa para el empresario, en la forma prevista en la mencionada norma.

Parágrafo 1º. Para la fijación de la tarifa del primer período tarifario a partir de la entrada en vigencia de esta Resolución y ***sólo por una vez, el transportador deberá informar a la Dirección de Hidrocarburos el valor del capital invertido de que trata este artículo, debidamente justificado, con soportes de cálculo y certificado por revisor fiscal****, a más tardar en la fecha fijada para esto en el segundo inciso del literal c) del Artículo 6º de esta Resolución; de no hacerlo, la Dependencia mencionada tomará el valor de capital invertido utilizado para la última fijación de tarifas realizada antes de la entrada en vigencia de esta Resolución (…) " (Subrayado fuera de texto).*

Según la información reportada por los mismos transportadores, se puede observar que, utilizaron diferentes métodos de valoración para la determinación del valor inicial o *Io*, algunos realizaron avalúos técnicos bajo la metodología de VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO DEPRECIADO, otros VALOR EN LIBROS O DE CONSTRUCCIÓN, es importante mencionar que al momento de inicio del período tarifario dos oleoductos estaban en etapa de construcción.

De acuerdo con la metodología aplicada para determinar el valor inicial se desprenden algunas inquietudes, las cuales fueron consultadas con los agentes, en el sentido de cual fue la interpretación al momento de valorar o determinar el valor de la Inversión inicial, donde la respuesta obtenida de aquellos que realizaron avalúos fue de que se asoció con el concepto de "***JUSTO VALOR",*** que está contemplado en el artículo 57 del Código de Petróleos, razón por la cual se contrataron avalúos técnicos que permitieran establecer el *Io.*

Otro de los aspectos importantes, dentro de la fórmula para determinar la amortización del capital invertido, es el período de recuperación de la inversión, la regulación vigente no establece un parámetro único y permite a los transportadores fijarlos según sus criterios técnicos individuales, el cual no debe ser inferior a **8 AÑOS;** a diferencia de la regulación establecida por la CREG para Gasoductos y Redes de distribución, establece una vida útil

regulatoria única para todos los gasoductos de 20 años; a nivel contable la regulación vigente en ese momento el Decreto 2649 de 1993 establecía una vida útil para este tipo de activos de hasta 20 años, o por unidades de producción**.**

Métodos de valoración

Con el fin de analizar si la metodología utilizada por los agentes cumple con lo establecido por la regulación, se presenta a continuación la conceptualización de los métodos de valoración financieros utilizados para el registro contable de las inversiones y que sirve de fuente de información para la determinación del valor de la inversión, cuyo soporte está en la normativa existente al momento de iniciar el primer período tarifario 2011 y los cambios implementados por las normas internacionales de información financiera aplicados en Colombia a partir del año 2015.

En el año 2011 fecha de inicio de los períodos tarifarios, existía del Decreto 2649 de 1993, el cual como se describió anteriormente valoraba los activos a costos históricos, en algunos años se le adicionó una actualización por inflación y se realizaba una valorización de los activos a través de avalúos técnicos, los cuales eran registrados en la contabilidad.

A partir del año 2015, se implementó en Colombia las Normas Internacionales de Información Financiera -NIIF, que adicional al costo histórico permite valorar los activos a valores de mercado y reflejar esta información en los reportes financieros de la compañía.

La NIIF 16 que establece los parámetros de valoración y reporte de las Propiedades Planta y Equipo, incluye como reconocimiento del valor inicial el precio de adquisición, los costos para poner en operación el activo y los costos estimados para desmantelamiento. Para el reconocimiento del valor posterior establece dos métodos de valoración, el de costo y el de revaluación.

Para el método de revaluación se establece el Valor Razonable (fair value, como se conoce en inglés), que se desarrolla en la NIIF 13, que se detalla a continuación:

La NIIF 13 (Normas Internacionales de Información Financiera), define el Valor Razonable[32]: "(...) *como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición…*

Máximo y mejor uso de los activos no financieros:

Una medición a valor razonable de un activo no financiero tendrá en cuenta la capacidad del participante de mercado para generar beneficios económicos, mediante la utilización

32 http://www.ctcp.gov.co/proyectos/contabilidad-e-informacion-financiera/documentos-organismos-internacionales/compilacion-marcos-tecnicos-de-informacion-financi/1534363802-6328

del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de éste a otro participante de mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

El máximo y mejor uso de un activo no financiero tendrá en cuenta la utilización del activo que es físicamente posible, legalmente permisible y financieramente factible de la forma siguiente:

(a) Un uso que es físicamente posible tendrá en cuenta las características físicas del activo que los participantes del mercado tendrían en cuenta al fijar el precio del activo (por ejemplo, localización o dimensión de una propiedad).

(b) Un uso que es legalmente permisible tendrá en cuenta las restricciones legales de utilización del activo que los participantes del mercado tendrían en cuenta al fijar el precio del activo (por ejemplo, regulaciones de zona aplicables a la propiedad).

(*c) Un uso que es financieramente factible tendrá en cuenta si una utilización del activo que es físicamente posible y legalmente permisible genera un ingreso o flujos de efectivo adecuados (teniendo en cuenta los costos de conversión del activo para esa finalidad) para producir una rentabilidad de la inversión que los participantes del mercado requerirían de una inversión en ese activo destinado a ese uso.*

….Una entidad utilizará las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

El objetivo de utilizar una técnica de valoración es estimar el precio al que tendría lugar una transacción ordenada de venta del activo o de transferencia del pasivo entre participantes del mercado en la fecha de la medición en las condiciones de mercado presentes. Tres técnicas de valoración ampliamente utilizadas son el enfoque de mercado, el enfoque del costo y el enfoque del ingreso. (…)”

La norma contempla con relación a las tres técnicas de valoración el siguiente alcance:

- Enfoque de mercado: utiliza los precios y otra información relevante generada por transacciones de mercado que involucran activos, pasivos o un grupo de activos y pasivos idénticos o comparables (es decir, similares), tales como un negocio.
- Enfoque de costo: refleja el importe que se requeriría en el momento presente para sustituir la capacidad de servicio de un activo (a menudo conocido como costo de reposición corriente).
- Enfoque del ingreso: convierte importes futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un importe presente único (es decir, descontado).

Con relación a la valoración de los oleoductos, el método utilizado para la valoración es el de enfoque de costo, teniendo en cuenta que:

- Existen pocos oleoductos en Colombia y no se realizan transacciones económicas para tener precios de referencia y establecer valores de mercado.
- El enfoque de ingreso incluye la base de cálculo el mismo valor de la inversión lo que genera una referencia circular.
- Por lo cual el enfoque de costos es que él se adapta y se ha usado por las empresas transportadoras para valorar el activo, el cual incluye los costos de construcción, la depreciación acumulada o demérito del bien y la actualización del valor activo con un avalúo técnico realizado por experto.
- En la información reportada por los agentes, se evidencia que, si bien realizaron avalúos técnicos, los cuales no fueron registrados contablemente salvo en algunos casos, generando diferencias materiales entre las cifras contables y las regulatorias.
- Según lo establecido en el Código de Petróleos, artículo 56, y artículo 3 de la Resolución 124386, el enfoque de costos es el que involucra los costos de capital invertido en la construcción.

CONCLUSIONES

Capital invertido en construcción

El artículo 3 de la Resolución 124386 de 2010, hace referencia al artículo 56 del Código de Petróleos que establece el concepto de capital invertido en construcción, sin embargo no hay una definición clara del mismo y los parámetros a tener en cuenta para establecerlo, cuando se trate de inversiones existentes, como era el caso de la mayoría de oleoductos en Colombia, que ya estaban en operación al momento de la entrada en vigencia de la regulación, por lo que los agentes optaron según la respuesta dada en la indagación realizada, de asociarlo al concepto de Justo Valor, realizando unos avalúos que sirvieron como base de soporte para la determinación del valor inicial de la inversión.

De igual manera, de conformidad con la Resolución MME 124386 de 2010, el valor de inversión inicial utilizado para primer periodo tarifario debía ser calculado por los transportadores y correspondía al: *“ (…) valor del capital invertido … debidamente justificado, con soportes de cálculo y certificado por revisor fiscal (…)”*.

Valor inicial de la inversión

Con la forma como se determinó el Valor Inicial de la inversión por parte de los agentes, queda la inquietud de si era un avaluó o el valor contable a utilizar por parte de los

transportadores, cuyos oleoductos estaban en operación, dado que una de las fuentes de información importantes con que cuenta la regulación y las empresas es la contabilidad, en la cual se reflejan los costos históricos de inversión y con los avalúos técnicos que se realizan, el objetivo es mantener actualizada la información del valor de los activos a determinada fecha.

En la mayoría de los casos los agentes realizaron nuevos avalúos técnicos los cuales no todos quedaron registrados en la contabilidad, el método utilizado para determinación de la inversión fue Valor de Reposición a Nuevo que tenía en cuenta en demérito por los años de operación, pero no contempló la remuneración de la inversión previa que había recibido el transportador por el cobro de tarifas en los años anteriores a la resolución.

Marco regulatorio aplicable

Para determinar el valor de una inversión es importante tener claro el marco regulatorio que se está aplicando y si este es de costos, es decir de reconocer las inversiones realizadas o es de incentivos donde se crean algunos parámetros o comparaciones para determinar y valorar las inversiones.

Certificado del revisor fiscal

La Resolución menciona como soporte el certificado del Revisor Fiscal, el cual fue efectivamente aportado por las empresas transportadoras, sólo que éste no tiene como fuente la contabilidad sino un avaluó comercial que realizaron las mismas, por lo que es importante dejar parámetros claros al momento de requerir la información de los agentes.

Los certificados aportados, de acuerdo con lo manifestado en los mismos por los Revisores Fiscales, se soportan en las manifestaciones de la gerencia sobre los avalúos comerciales, los cuales no fueron registrados contablemente.

Si el objetivo de la regulación es validar la información que reportan los agentes, el certificado del Revisor Fiscal y los reportes anuales deberían tomar como base la contabilidad de la empresa y garantizar que se cumplen las normas contables vigentes.

En todo caso, cualquier soporte que se solicite a los agentes, es importante dejar parámetros claros al momento de requerir la información, de las calidades y la forma en que debe de ser reportada.

Enfoque de costo o valor de reposición

Según los avalúos y la información presentada por los transportadores el método más utilizado se asemeja al enfoque de Costo o valor de reposición a nuevo, donde realizan una actualización a nuevo de todos los equipos y descuentan un demérito que varía según las

vidas útiles aplicados o estimadas a cada oleoducto; si bien este es un método reconocido por las NIIF para valoración de activos, las compañías en sus estados financieros no reflejan la aplicación y/o actualización de sus oleoductos, generando una diferencia entre lo financiero y lo regulatorio.

En conclusión, para valorar la inversión inicial de oleoductos existentes, es necesario analizar factores como el valor del capital invertido en la construcción, como lo establece el Código de Petróleos, el demérito del activo y la recuperación de la inversión obtenida por las tarifas cobradas previamente al inicio de la regulación.

Adicionalmente para la determinación del valor del capital invertido, la opción de la normativa contable permite la realización de avalúos para reflejar el valor de reposición a nuevo con el demérito respectivo de un activo, por lo tanto, la contabilidad debería ser la fuente oficial de la información para oleoductos existentes.

Determinación del período de recuperación de la Inversión

Otro de los parámetros importantes que la Resolución dejó a libertad de los agentes es la determinación del período de recuperación de la inversión, el cual pareciera no está asociado ni a la vida útil de la inversión utilizada al momento de valorar la inversión, tiempo de uso esperado, ni a la vida útil restante teniendo en cuenta que eran oleoductos que venían en operación, para lo cual es importante definir unos criterios o parámetros mínimos a tener en cuenta por los agentes al momento de definir los períodos de recuperación, o, una estandarización para todos los oleoductos.

Vida útil

Con respecto a la vida útil, el documento presentado por la *"CONSULTORÍA EN APOYO A LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN LOS TEMAS DE ABASTECIMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, REGASIFICACIÓN, DEMANDA, ASPECTOS INSTITUCIONALES Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL",* realiza un análisis importante con relación al esquema o parámetros a tener en cuenta al momento de regular sobre los periodos de recuperación de la inversión que pueden ser aplicados en el transporte de crudo por oleoductos; al respecto la comisión menciona: *"Frente a la vida útil efectiva de unos activos que superan ampliamente los períodos de recuperación de la inversión fijados por el regulador, se plantea que la inversión ya ha sido recuperada y por ende no requiere reconocimientos de remuneración adicional, una vez concluye el período de recuperación de la inversión.*

Sobre esta materia debe entenderse que los reguladores fijan períodos de recuperación de la inversión, inferiores a la vida útil efectiva de los activos, principalmente por las siguientes razones:

- Los proyectos por ejecutar deben ser "apalancables", es decir, el transportador normalmente financia la construcción de proyectos con una relación deuda/equity determinada. Es decir, debe acudir en una proporción a líneas de endeudamiento para viabilizar el proyecto. Como es conocido, ningún banco o línea de crédito estaría dispuesto a financiar un proyecto con amortizaciones de la deuda a cincuenta (50) o más años

- De fijarse el período de recuperación de la inversión igual a la vida útil efectiva esperada del activo, la inversión del transportador tendría otros usos alternativos más rentables en el mercado de capitales, u otros destinos de inversión más atractivos.

- En activos cuya vida útil esperada es significativamente larga, el riesgo de obsolescencia del activo durante este horizonte es muy alto. Es decir, de igualarse el período de recuperación de la inversión a la vida útil esperada del activo es posible la obsolescencia anticipada, o es posible que el mismo deje de ser usado por los usuarios. En estas condiciones, nunca se recuperaría la inversión inicial."

- Cómo lo menciona el documento las vidas útiles regulatorias no necesariamente deben coincidir con las vidas útiles de los activos, sin embargo, si se debiera estudiar la necesidad de homogenizar o no los períodos para todos los oleoductos y/o establecer los parámetros para definir los períodos de recuperación de la inversión.

Costos de abandono

En el Parágrafo 2 del artículo 3 de la Resolución 124386 de 2010, se establece con relación a los costos de abandono:

"(…) Parágrafo 2º. El transportador deberá justificar, mediante estudio realizado por firma calificada y avalado por revisor fiscal, el costo que implica llevar a cabo el proceso de abandono del trayecto; proceso que deberá estar aprobado por la autoridad ambiental competente. Para prever que el recurso financiero para cubrir dicho costo esté disponible al momento de realizar el mencionado proceso, el transportador podrá incluir como parte de la tarifa por barril transportado, el valor unitario requerido para generar ese recurso durante el período de recuperación de la inversión en el trayecto que haya dispuesto conforme al parágrafo 4º del Artículo 11 de esta resolución. Desde el inicio de dicho período el transportador llevará en su contabilidad un registro especial denominado Fondo de Abandono y, para garantizar los recursos financieros aludidos, obtenidos del recaudo del valor unitario mencionado aplicado a los volúmenes transportados, establecerá un encargo fiduciario o una garantía bancaria a nombre del transportador y del Ministerio de Minas y Energía. *En todo caso la Dirección de Hidrocarburos podrá, en cualquier momento, mediante la auditoría establecida en el Artículo 24 de la Resolución 18 1258 de 2010, revisar que dichos recursos se hayan recaudado correctamente y estén debidamente garantizados (…)"*

Igualmente, en el artículo 11 de la misma resolución, en la definición de costos variables establece la forma de cobro del valor del abandono así:

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

Según las validaciones realizadas con la información reportada por los agentes y algunas entrevistas realizadas, se encontró que:

- Las compañías en sus estados financieros están registrando provisiones que son llevadas como mayor valor del activo, como lo establece las NIIF y un pasivo estimado con la proyección realizada de los costos a incurrir en el futuro

.

- Las compañías al momento no aplican en la tarifa el cobro del concepto de abandono, dado que no ha sido posible obtener la certificación o aprobación del estudio que menciona la Resolución de la autoridad ambiental competente, teniendo en cuenta que la autoridad ambiental no emite certificados a proyectos que no se conoce el tiempo de realización.

- Por lo anteriormente expuesto no existe fiducia para el manejo de los costos futuros de abandono.

- Se requiere establecer unas nuevas reglas o parámetros para la inclusión efectiva de los costos de abandono en las tarifas.

Nuevas inversiones

En el periodo comprendido entre los años del 2011 al 2019, las inversiones significativas que se realizaron estuvieron asociadas a la construcción de nuevos oleoductos, las demás inversiones han estado destinadas a garantizar la integridad de los sistemas, mejoras y/o ampliación de la infraestructura actual, donde la principal inversión la constituye el proyecto denominado P135 realizado por OCENSA.

De la información general analizada se puede apreciar que el nivel de inversiones adicionales con relación a la inversión inicial no es representativo, en donde el porcentaje de inversión nueva no supera el 15% de la inversión inicial.

Uno de los objetivos de la regulación en su momento, era incentivar el desarrollo de nuevas inversiones en el sector, dado las expectativas de producción que se tenían, pero como se puede evidenciar, no se realizaron inversiones adicionales significativas en los últimos 10 años por diferentes factores como la incertidumbre en el nivel de producción esperado

asociado a coyunturas económicas como el precio internacional del barril de petróleo. Por lo tanto, la inversión inicial de los oleoductos existentes sigue siendo el componente más relevante dentro de la tarifa de transporte.

RIESGOS Y TASA DE REMUNERACIÓN DE LA INVERSIÓN (WACC)

Las compañías transportadoras cuentan con sistemas integrales de gestión que les permiten identificar, cuantificar, mitigar y monitorear los diferentes riesgos asociados a esta actividad.

La infraestructura de transporte de petróleo se extiende a lo largo y ancho del territorio nacional y casi en su totalidad es subterránea, por lo cual algunos de los principales riesgos que enfrentan las compañías transportadoras son aquellos que afectan al medio ambiente y pueden alterar los ecosistemas con los cuales tienen permanente interacción.

En términos generales, los riesgos ambientales se derivan de los riesgos operacionales que al materializarse impactan negativamente el medio ambiente, pero también de las acciones de terceros, ya que, por transportar material inflamable y volátil, los oleoductos pueden ser blanco de ataques terroristas, vandalismo y/o sabotaje.

Los grupos armados ilegales como el ELN y las FARC han sido la principal amenaza a la infraestructura minero-energética del país, generando grandes pérdidas de producto, pérdidas económicas significativas y afectaciones medioambientales de gran magnitud. La primera voladura del oleoducto Caño Limón Coveñas fue realizada por el ELN en 1985, y a partir de entonces, este y otros grupos como las FARC han realizado múltiples atentados terroristas afectando los siguientes oleoductos: Trasandino (OTA), Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), Churuyaco – Orito (OCHO), Caño Limón Coveñas y Bicentenario

Otras acciones ilegales como la instalación de válvulas ilícitas para hurto del crudo son procedimientos que pueden desembocar en derrames de crudo impactando negativamente el medio ambiente. Estas válvulas son difíciles de detectar y las compañías transportadoras deben disponer de personal adicional monitoreo y softwares especializados para el monitoreo permanente

A continuación, se relacionan de forma genérica los principales riesgos identificados por los agentes del sector, durante el proceso de levantamiento de información:

- ✓ Riesgos de Integridad como corrosión interna y externa, sobrepresión superior al 30%, de subsuelo relacionados con geotecnia o movimiento de suelos, daños (no intencionales) causados por terceros.

  Para el manejo de este riesgo se realizan actividades preventivas de protección catódica, planes de inspección (i.e. corridas ILI cada 4-5 años), programas de reparación y reemplazo producto de los hallazgos realizados en las inspecciones, recorridos de

derechos de vía, recorridos poste a poste, deshidratación de crudo y obras de geotecnia entre otros.

La integridad del tubo es responsabilidad del transportador. Todos los planes preventivos y las acciones correctivas tendientes para mantener o mejorar la integridad del ducto se incluyen dentro de las inversiones, costos y gastos a ser recuperados en la tarifa de transporte.

- ✓ Pérdida de volumen por motivos operacionales.

Las pérdidas se consideran como identificables o no identificables. De acuerdo con lo establecido en la Resolución 72145 de 2014, "(…) las pérdidas identificables, son aquellas cuyo origen y causa son determinadas y cuya cantidad es establecida mediante medición directa, inferida mediante método matemático o estimada de forma razonable (…)".

- ✓ Riesgo de connatos /paros y protestas de las comunidades.

Para contrarrestar los riesgos asociados a paros y protestas en las comunidades se realizan capacitaciones y certificaciones, inversión social en el área, planes de contingencia y manejo de emergencias.

En términos generales estos costos de capacitación e inversión social están incluidos en el presupuesto anual y se recupera vía tarifa. No se encuentran incluidos los costos asociados a protestas y paros.

- ✓ Riesgos ambientales / afectación al territorio (derrames o incendio)

Las actividades tendientes a mitigar este riesgo son monitoreos ambientales, programas de cumplimiento normativo incluidos como parte de las obligaciones en las licencias y la generación de planes de respuesta a emergencias.

Los costos y gastos de estos programas se encuentran en manos del transportador y se incluyen dentro de la tarifa; sin embargo, aquellos generados por emergencias o como consecuencia de ataques terroristas no están incluidos y por tanto están a cargo del transportador.

- ✓ Atentados y/o ataques terroristas / afectación a la infraestructura, derrames o incendio.

Los costos derivados de las afectaciones generadas por atentados o ataques terroristas contra la infraestructura de transporte que derivan en derrames y/o incendios, son asumidos tanto por el transportador como por el remitente.

- ✓ Costos por pérdida de calidad del crudo transportado.

Los sistemas de transporte reciben crudos de diferentes calidades y no están obligados a entregar la misma calidad recibida, sino que realizan un procedimiento de compensación volumétrica por calidad (CVC) para ajustar las diferencias entre remitentes. La regulación actual reconoce que el transportador no debe generar utilidad ni pérdida por las variaciones de calidad o cantidad

✓ Riesgo de sustitución

Los sistemas alternos por los cuales puede transportarse el petróleo en Colombia son carrotanques y barcazas. Sin embargo, los oleoductos son preferidos por los remitentes debido al alto riesgo que conlleva la movilización de volúmenes por las carreteras y los ríos del País.

✓ Riesgo económico.

El riesgo económico hace referencia a la incertidumbre producida en el rendimiento de la inversión debida a los cambios producidos en la situación económica del sector en el que opera la empresa.

Lo siguientes son los principales factores que pueden afectar la remuneración al transportador, de acuerdo con la información suministrada durante el estudio:

- La rentabilidad se reconoce a través del modelo WACC, pero los parámetros que son la base para el cálculo no han sido actualizados desde su publicación en el año 2010. Los agentes consideran que variables como la prima de riesgo de mercado y al Beta han sufrido cambios importantes que deberían reconocerse.
- Incertidumbre en los volúmenes a transportar en línea con la declinación de producción actual, la disminución en el nivel de nuevas inversiones en el sector, la falta de nuevos hallazgos y la dificultad para acceder a los recursos de yacimientos no convencionales.
- Con el factor de Ajuste, se busca garantizar al transportador la remuneración de sus inversiones, costos y gastos, sin embargo, cuando se aplica una tarifa negociada, este factor no aplica, como fue mencionaron los agentes.

Tasa de descuento - WACC

El artículo 7 de la Resolución 72146 de 2014, establece es su Parágrafo 2, la tasa anual de descuento en dólares constantes, después de impuestos en 8,43%, y define que esta puede ser modificada en el futuro con base en estudios previos realizados por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, igualmente prevé la posible modificación para uno o más trayectos, cuando el transportador justifique las modificaciones.

A la fecha no se ha realizado modificación alguna de esta tasa, ni se han realizado actualizaciones de los parámetros y series que se definieron para el cálculo de esta.

Con relación a la metodología de cálculo para la remuneración aplicada, de costo promedio ponderado de capital, (WACC por sus siglas en inglés), se considera que es aceptada para este tipo de negocios y para cálculos regulatorios, porque reconoce adecuadamente los riesgos, sin embargo, es importante analizar y actualizar los parámetros de cálculo para seleccionar los más ajustados a la realidad del país y del sector a remunerar.

Por ejemplo, uno de los componentes que se establecen para la determinación de la tasa, es el nivel de endeudamiento, la Resolución actual define una estructura de capital de 40% deuda y 60% capital, en la revisión de la información financiera de las compañías transportadoras, se pude evidenciar que el endeudamiento promedio es del 26%, como se mencionó anteriormente.

A continuación, se presenta un comparativo con actualización de las series al 31 de diciembre de 2019, aclarando que se realizó con la mejor información disponible, dado que no se tiene certeza de las fuentes utilizados al momento de realizar el cálculo contemplado en la Resolución, para lo cual se utilizaron las siguientes premisas:

- Se hicieron recálculos de la tasa de la Resolución con los datos de entrada, con el fin de validar la aplicación de la metodología.

- En el soporte de cálculo de la Resolución se menciona que fueron tomadas las series para la determinación de la tasa libre de riesgo y la de riesgo de mercado desde 1982 a 2008, para este ejercicio se tomó el mismo número de años, siendo el último año el 2019.

- Para el cálculo de la inflación americana, la inflación colombiana y el EMBI, se tomaron los últimos 60 meses hasta diciembre de 2019.

- Para el cálculo del Beta, se tomaron las empresas del grupo pipelines disponibles que existían al período de muestra (2015-2019), las cuales no necesariamente son las mismas que se utilizaron en el cálculo de la Resolución.

Actualización WACC Comparativo Resolución 72146

PARAMETROS DE ENTRADA	Resolución 72146/2014	Act 2019
Wd	40%	40%
We	60%	60%
Rendimiento libre de riesgo en US$corr	7,42%	5,83%
Rendimiento de mercado en US$ corr	9,53%	11,31%
Riesgo país	3,80%	3,29%
Beta desapalancado	0,644	0,48
Tasa de impuesto	33%	33,0%
Costo deuda $ corr antes de impuesto	12,96%	8,73%
Inflación Colombia	5,59%	4,72%
Inflación EEUU	2,89%	1,56%
CÁLCULOS INTERMEDIOS		
Costo deuda real antes de impuesto	6,98%	3,83%
Prima por riesgo de mercado	2,11%	5,48%
Beta apalancado	0,932	0,696
Costo patrimonial US$ corr	**13,19%**	**12,93%**
Costo patrimonial real después de impuesto	**10,93%**	**11,71%**
CÁLCULOS INTERMEDIOS		
WACC real despupes de impuesto	**8,43%**	**8,05%**
WACC real antes de impuesto	**12,58%**	**12,02%**

Fuente. Cálculos propios, fuentes: https://www.ambito.com/contenidos/riego-pais-colombia-historico.html; https://www.federalreserve.gov/datadownload/Download.aspx?rel=H15&series=0f9814df49078002d51b9f9a56c1c439&filetype=spreadsheetml&label=include&layout=seriescolumn&from=01/01/1982&to=10/06/2020; https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&path=%2Fshared%2fSeries%20Estad%c3%adsticas_T%2F1.%20Tasas%20de%20Colocaci%C3%B3n%2F1.1%20Consolidados%2F1.1.1.TCO_Promedio%20semanal%20hist%C3%B3rico&Options=rdf&lang=es&NQUser=publico&NQPassword=publico123; http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

Con los resultados de la actualización, se presenta una variación de menos del 5% a la baja con relación a la tasa fijada en la Resolución, parámetros como el riesgo país y el costo de la deuda presentan las principales variaciones en este período de actualización compensado con el riego de mercado; sin embargo, en la segunda parte de este estudio se realizará un análisis más detallado de cada uno de los parámetros y series con el fin de realizar la propuesta de ajuste de la tasa de descuento para la remuneración de la tarifa de transporte de crudo por oleoductos.

CONSIDERACIONES DE LA TARIFA DE TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO

Las tarifas de transporte por oleoducto se calculan de acuerdo con la fórmula establecida en la Resolución 72146 de 2014 así:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

$$T = \frac{\mathrm{K} + Cf + A}{Q} + CV$$

K: Ingreso anual reconocible por remuneración al capital

Cf: Ingreso anual reconocible por Costos Fijos

A: Ingreso anual reconocible o descontable por el Factor de ajuste tarifario

Q: Volumen anual equivalente de crudo a transportar

CV: Costo variable de operación por barril de crudo

El periodo tarifario es de 4 años y el horizonte de proyección utilizado corresponde a 2 periodos tarifarios, o sea 8 años. En general el año tarifario inicia el 1º de julio y va hasta el 30 de junio del siguiente año calendario.

Las tarifas se establecen por trayectos, es decir, que hay una independiente para cada punto de entrada de crudo al oleoducto hasta el punto de entrega o salida.

El componente K de la tarifa se calcula tomando como base en la inversión inicial reportada para el primer periodo tarifario (Io) y como ya se estableció, representa el 70% en promedio, de la tarifa.

El componente A corresponde al mayor o menor valor de la tarifa que pudiera generarse, si en el periodo anterior hubiera diferencias superiores a +/- 10% entre el ingreso anual real que obtendría el transportador (calculando la tarifa con las inversiones costos y gastos reales incluidos en los reportes anuales) y el ingreso anual percibido obtenido de aplicar la tarifa establecida a los volúmenes realmente transportados.

De acuerdo con la información recopilada, los agentes del sector consideran que este factor de ajuste presenta varias complicaciones para su aplicación, a saber:

- ✓ Tiene una frecuencia muy alta (cada 4 años); durante ese periodo pueden presentarse factores y/o eventualidades que impacten significativamente las variables estimadas al establecerlas, tales como caídas en los precios del petróleo que afecten la producción y con ello los volúmenes a transportar, fluctuaciones económicas del país, materialización de riesgos de entorno no estimados, entre otros.

- ✓ Se realiza en forma prospectiva, por lo cual el remitente que recibe el mayor o menor valor no es el mismo que pagó la tarifa durante los 4 años anteriores.

- ✓ Aplica sólo si el porcentaje de variación alcanza o excede el 10%, cifra que se considera alta por la magnitud de las cifras de inversión, costos y gastos involucradas y la relevancia que tiene el costo de transporte, dentro de la estructura de costos de los remitentes.

- ✓ No aplica para los casos en que la tarifa ha sido negociada entre las partes, si se materializa el riesgo de ataques y/o atentados guerrilleros a la infraestructura, los costos reales pueden ser más altos que los estimados.

- ✓ El volumen por transportar por cada uno de los sistemas se considera como el principal elemento que puede incidir en la variación de las tarifas de transporte. Este volumen está directamente relacionado con el nivel de producción de crudo del País, el cual ha disminuido en los últimos años, debido a la baja actividad exploratoria y por ende de producción, como consecuencia de la caída de los precios internacionales del barril de petróleo.

Evolución del precio (Brent) Front Month

Fuente: Datos tomados de Platts www.spglobal.com/platts

Sin embargo, las tarifas de transporte por oleoducto no reflejan una relación directa con la fluctuación del precio del petróleo, por lo cual su comportamiento en el tiempo permanece estable y difiere de la curva del Brent, marcador de referencia para el crudo colombiano.

Proyecciones del desempeño económico financiero del sector de transporte de crudos por oleoductos en Colombia

Proyección de la tarifa de transporte

Para las Proyecciones del Desempeño Económico Financiero del Sector de Transporte de Crudos por Oleoductos en Colombia, es necesario realizar las proyecciones de la tarifa por transportador y tramo a un horizonte de 10 años, partiendo de la tarifa vigente y la estructura tarifaria actual, teniendo en cuenta:

- ✓ Tarifas periodo 2015-2019 por tramo
- ✓ Tarifa Vigente 2019-2023 por tramo
- ✓ Actualización de la tarifa periodo 2020-2021
- ✓ Inversiones proyectadas Transportadores
- ✓ Costos Fijos y Variables proyectados Transportadores
- ✓ Volumen a transportar proyectado Transportadores

Mediante el Formulario: “Formulario DE-CON-MME-F001” estructurado por la consultoría y avalado por el del Ministerio de Minas y Energía, se requirió a cada una de los transportadores la siguiente información:

- ✓ Inversiones proyectadas
- ✓ Costos Fijos y Variables proyectados
- ✓ Volumen proyectado a transportar

Algunas empresas no reportaron la información conforme a lo solicitado, argumentado que:

- No tenían proyecciones de inversiones y las que tenían eran solo para algunos periodos.
- Periodos de proyección inferior a los 10 años con relación a los volúmenes a transportar:
- Con relación a los Costos Fijos y Costos Variables, la mayoría de las empresas presentaron proyección de Opex sin discriminar los Costos Fijos de los Variables, dichos valores se presentarán para aplicación de la fórmula tarifaria como Costos Fijos. Adicionalmente se observa que algunas reportan correctamente las proyecciones por periodos tarifarios, y otras en años calendario; por otra parte, algunas reportaron información a un horizonte de proyección inferior.

De acuerdo con la información reportada, para el Escenario Base se realiza la proyección de la tarifa al horizonte de los 10 años con aquellas empresas que reportaron el horizonte completo y para las demás se realiza hasta los periodos que la información hace posible la aplicación de la fórmula tarifaria.

La regulación en la Resolución 72146 de 2014, en el artículo 7° Fórmula Tarifaria, establece:

> *“(…) Para la fijación de la tarifa, la Dirección de Hidrocarburos aplicará la fórmula (1) de cálculo de la tarifa. Para la descripción de esta fórmula (1) de cálculo de la tarifa. Para*

la descripción de esta fórmula, el horizonte de proyección comprende un número de años tarifarios equivalentes al de dos (2) periodos tarifarios contiguos, esto es ocho (8) años, contados a partir del primer año tarifario del periodo en que regirá la tarifa que se está fijando (…)"

De acuerdo con la Resolución, para el cálculo de la tarifa de un periodo tarifario es necesario contar con un horizonte de proyección de ocho (8) años, por los diferentes factores de la fórmula tarifaria como lo son las Inversiones, volúmenes, Costos Fijos y Variables.

Al no contar con la totalidad de la información obligatoria para el cálculo de las tarifas del Escenario Base, que corresponde a las proyecciones realizadas y reportadas por los transportadores, se realizará la proyección de tarifas y la actualización de las mismas de acuerdo con la regulación.

Se presenta a continuación los resultados del cálculo de las tarifas en los siguientes Escenarios:

- Escenario Base ajustada a las proyecciones de las empresas transportadoras.

  El escenario base de proyección se realiza aplicando la regulación vigente y la información reportada por las empresas relacionada con inversiones proyectadas, costos (fijos & variables) proyectados y el volumen a transportar proyectado.

  La proyección de las tarifas del sector nos permitirá conocer el comportamiento de estas con la óptica de las propias empresas, información que será la base de diferentes análisis.

  Inversiones

  Las empresas transportadoras para el horizonte de proyección del año 2020 al 2030, en lo relacionado con las Inversiones reportaron un total de USD $1.025.731.762, como se puede ver en la siguiente tabla:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Inversiones Proyectadas Empresas Transportadoras 2021-2031

INVERSIÓN EMPRESAS TRANSPORTADORAS	
AÑO	VALOR USD
2020-2021	$ 159.578.399
2021-2022	$ 133.394.194
2022-2023	$ 143.957.243
2023-2024	$ 121.577.089
2024-2025	$ 131.858.601
2025-2026	$ 120.638.376
2026-2027	$ 96.760.620
2027-2028	$ 39.506.608
2028-2029	$ 35.455.420
2029-2030	$ 29.255.149
2030-2031	$ 13.750.065
TOTAL	**$ 1.025.731.762**

Fuente: Información reportada empresas transportadoras

Los principales conceptos de inversión que manifiestan las transportadoras de acuerdo con los análisis realizados corresponden al mantenimiento de la integridad del sistema y optimización de éste.

Al comparar el comportamiento entre lo reportado históricamente entre el periodo 2015-2019 y el horizonte de proyección, encontramos que el promedio para el periodo 2015-2019 es de USD$ 197.666.806, mayor al valor promedio para el horizonte de proyección que asciende a USD$ 93.248.342, lo cual está asociado a información faltante de algunas empresas que no presentaron proyección de Inversiones.

Inversiones Promedio Periodo Ejecutado Vs. Proyectado

CONCEPTO	USD $	PROMEDIO PERIODO
Inversiones 2015-2019	$ 790.667.223	$ 197.666.806
Inversiones Proyectadas 2020-2021 /2030-2031	$ 1.025.731.762	$ 93.248.342

Fuente: Información empresas transportadoras

- Escenarios Consultoría: Los cuales parten de la información reportada por las empresas trasportadoras modificando los volúmenes de acuerdo con la proyección realizada por la Consultoría.

Opex Transportadores (proyectado)

Dentro de la información solicitada a las empresas transportadoras, se encontraba la información concerniente a los Costos Fijos y Variables, pero como se mencionó anteriormente la mayoría de las empresas presentaron proyecciones consolidadas de Costos-Opex.

Con el fin de realizar un análisis comparable con la información presentada, en lo relacionado con los que proyectaron los Costos fijos y variables en forma independiente, se realizó la consolidación de los Costos Fijos y Variables en Opex.

En la siguiente tabla se presentan los valores consolidados en dólares proyectados por año tarifario, por un total de USD $5.832.663.147,90 de acuerdo con el horizonte de proyección.

Opex Agregado Proyectado Transportadores

OPEX TRANSPORTADORAS PROYECTADOS	
AÑO	VALOR USD
2020-2021	$ 503.451.003,61
2021-2022	$ 566.855.334,26
2022-2023	$ 588.037.684,69
2023-2024	$ 589.963.668,98
2024-2025	$ 583.294.752,98
2025-2026	$ 583.888.358,87
2026-2027	$ 587.970.000,10
2027-2028	$ 591.407.164,02
2028-2029	$ 596.017.481,60
2029-2030	$ 592.647.983,52
2030-2031	$ 49.129.715,29
TOTAL	**$ 5.832.663.147,90**

Fuente: Información reportada empresas transportadoras

Como se puede observar en la tabla el comportamiento de los Opex es constante, con un incremento entre el periodo 2020-2021 y 2021-2022. Para el periodo 2030-2031 la disminución del OPEX se debe a que algunas empresas no presentaron la información de proyección correspondiente a ese año tarifario y por ende no se tiene la data completa para dicho periodo.

Igualmente, durante el periodo 2015-2019 las diferentes empresas reportaron una ejecución en Opex de USD $ 2.201.215.162 como se puede observar a continuación.

Opex 2015-2019

PERIODO	OPEX
2015-2016	$ 547.744.989
2016-2017	$ 592.452.112
2017-2018	$ 521.723.189
2018-2019	$ 539.294.872
TOTAL	**$ 2.201.215.162**

Fuente: Equipo Consultor con Información reportada empresas transportadoras

Volúmenes Transportadores (proyectado)

Las empresas transportadoras presentaron las proyecciones de los volúmenes a transportar de acuerdo con la solicitud de la consultoría, se observa que algunas de las empresas proyectaron volúmenes a un horizonte inferior a los 10 años o en años calendario y no tarifario como fue solicitado.

Es importante aclarar que el ejercicio de proyección de las tarifas se debe realizar en años tarifarios, por lo cual, los volúmenes proyectados en años calendario, se toman de la siguiente forma: La empresa proyecta un volumen total en Barriles de crudo para un año calendario, a modo de ejemplo 2021, éste se tomará para el periodo tarifario 2021-2022, y así, sucesivamente.

De acuerdo con la información presentada por las empresas transportadoras, se observó una tendencia general de las proyecciones a la baja durante los periodos requeridos en su gran mayoría.

Proyección Tarifa Escenario Base

Con el fin de cumplir con el objetivo de proyectar las tarifas a 10 años, se definieron bases y criterios para lograrlo, ya que como se ha mencionado, se presentan dificultades con los datos de entrada (enviados por las trasportadoras) al encontrar falencias y carencias con la información.

1. Los datos base se toman de los expedientes tarifarios y Resolución de tarifas del periodo 2019 - 2023.

2. La proyección de tarifas se realizó con base en el Artículo 15 de la Resolución 72 146 de 2014, modificado por la Resolución 72 216 del mismo año, para los años 2020 – 2021 a 2022 – 2023.

3. El cálculo de la tarifa para el periodo tarifario 2023 – 2027 se realizó con base en las proyecciones solicitadas y enviadas por las transportadoras.
    a. Se tomaron el total de las inversiones.
    b. Para las variables CF, Q y CV se toma los valores proyectados, en los casos en que no proyecten la totalidad de los años, se toma el último valor proyectado de la variable y se lleva hasta el último año de proyección.
    c. Se hace el cálculo del factor de ajuste con un cumplimiento del 100% de las Inversiones, Costos fijos, Volumen y Costos Variable.

4. Para la serie de años 2024 - 2025 a 2029 - 2030, se realizó la proyección de la tarifa con base en el Artículo 15 de la Resolución 72 146 de 2014, modificado por la Resolución 72 216 del 2014. No se realizó un nuevo cálculo de la tarifa en el año 2027

al no contar con la información mínima necesaria para su cálculo, por lo cual, se siguió proyectando e indexando la tarifa del año anterior.

De acuerdo con la información entregada por cada una de las empresas transportadora, se realizó el cálculo de la tarifa en el escenario base para cada tramo en cada uno de los sistemas de transporte de crudo en el país, de lo cual se puede concluir lo siguiente:

- Con respecto a las variables base para la determinación de la tarifa, tales como las inversiones, los costos (fijas & variables) y los volúmenes proyectados, presentan un comportamiento y peso variable en el cálculo de la tarifa. Lo que sí queda bastante claro es el peso de la variable K (Ingreso anual reconocible por remuneración al capital) en la ecuación, con valores que oscilan entre el 55%-85%.
- En algunos tramos, el valor estimado de la tarifa presenta un comportamiento variado (incrementos o disminuciones), el cual está asociado para las dos situaciones con los volúmenes proyectados que serán transportados. En los casos donde se presenta aumentos muy significativos, en principio es difícil pensar que sean aplicables y se tendrá que acordar tarifas para dichos tramos.
- En la misma línea con el análisis anterior, algunos ductos presentan una reducción importante en el volumen a transportar, pero en caso opuesto, aumentan los costos fijos en proporción similar, siendo estos los principales aspectos para el incremento desproporcionado en la tarifa.
- Igualmente, en algunos ductos se presenta una leve estabilidad en la proyección de la tarifa, con incrementos moderados a pesar de la disminución del volumen proyectado, lo cual está directamente ligado con la disminución de los costos fijos en el mediano y largo plazo en valores representativos.

- Proyección Escenario Consultoría

Dentro de los diversos planes de desarrollo del Gobierno en materia del sector de hidrocarburos, siempre estará el enfrentar retos importantes en la exploración y producción de hidrocarburos, al igual que el de mantener unas reservas suficientes que permitan no sólo el autoabastecimiento sino el respaldo a la economía nacional mediante las exportaciones.

Revisando el comportamiento del sector y examinándolo a corto plazo histórico de cinco (5) años, para posteriormente analizar proyecciones y comportamientos a mediano plazo, se observa que en los próximos años la mayor parte de la producción de petróleo en el país, procederá de los campos maduros en producción, de los campos con proyectos de recobro mejorado y una porción pequeña de los nuevos descubrimientos.

Cada vez es más complejo, no sólo la producción sino la proyección de los escenarios, debido a que los supuestos tiene gran incertidumbre y costos adicionales para la ejecución

de proyectos que conlleven al incremento de las reservas probadas, como son los yacimientos no convencionales, mejoramiento de los factores de recobro, desarrollo de reservas no desarrolladas que hace referencia a las reservas probables y posibles de los campos existentes según los reportes de los productores a la ANH.

De igual manera se debe tener en cuenta el tema geopolítico que se desarrolla a nivel mundial, como son los acuerdos para la sostenibilidad de la humanidad y su medio ambiente a corto, mediano y largo plazo, en donde el país no puede ser ajeno y apartase de las tendencias y necesidades mundiales.

Por ello, las proyecciones para analizar el desempeño operativo a futuro se efectúan con base en escenarios de estudios ya realizados por entidades de prestigio tanto a nivel nacional como mundial, que proporcionan una información veraz e imparcial sobre los datos de producción; pero ante todo se buscan fuentes que integren un verdadero análisis prospectivo de las necesidades, por su preservación por encima del suministro energético. El mundo está proyectando el desarrollo y uso de energías limpias para la conservación del medio ambiente.

De acuerdo con lo anterior, se revisó la información de manera objetiva de aquellos estudios nacionales que de forma técnica han evaluado las proyecciones de producción respecto a otros sectores económicos del país. Considerando que el eje del análisis o escenario de comparación sean las proyecciones de producción, para contrastar con los datos e información recogida de las fuentes primarias o agentes (Productores y Transportadores) y efectuar proyecciones y análisis sobre el transporte, inversiones y desempeño operativo de los sistemas de transporte por oleoducto en Colombia.

Por todo lo anterior se revisaron como fuente base, los estudios desarrollados por entes de importancia y alta credibilidad como son el Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition de la BP, que es no sólo un referente internacional sino también nacional en todo estudio o análisis efectuado y presenta en este momento sus proyecciones sobre la necesidad de la reducción del carbono en las emisiones, para una canasta energética más limpia.

Por tanto y aunque parezca un contrasentido en el momento e incluso tomando lo planteado por la UPME "*es necesario intensificar las inversiones para la búsqueda de nuevos recursos de hidrocarburos que suplan la demanda y el agotamiento de muchos campos en declinación, pues la matriz energética mundial seguirá incluyendo al petróleo (en menor proporción que la alcanzada actualmente), pero conformando un mix que permita reducción de las emisiones de CO2 a los niveles acordados en la Conferencia de París sobre cambio climático, al fin y al cabo hay espacio para las distintas fuentes energéticas".*

La UPME dentro de su introducción al estudio referenciado de PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS, VERSION DICIEMBRE DE 2018", también enfatiza en: "*Hoy el entorno energético mundial está en un proceso de cambio por*

múltiples interacciones y dinámicas asociadas con acuerdos internacionales para la transformación hacia un sistema energético del planeta más limpio que evite un mayor deterioro del medio ambiente, pero que a su vez posibilite la seguridad energética y su asequibilidad a millones de familias que hoy no cuentan con estos servicios energéticos".

Factores diversos como: el creciente en el uso de las energías renovables favorecidas por el rápido descenso en los costos de las tecnologías asociadas, un mayor consumo de electricidad como fuente de energía final, cambio en el mix energético de China, aumento de la producción y consumo del gas natural y GNL en el ámbito mundial y mejoras en la eficiencia energética, son entre otras acciones que están permitiendo aliviar la presión en el calentamiento global y sus efectos, en un contexto de crecimiento sostenido de la demanda energética en el planeta".

De igual manera aspectos como la pandemia deben ser considerados porque han reducido drásticamente las emisiones globales de carbono. Sin embargo, el análisis de las Perspectivas muestra que, con medidas políticas decisivas y más opciones de bajas emisiones de carbono tanto de las empresas como de los consumidores, la transición energética aún puede realizarse.

Por todo lo anterior se definió y considero como referente para las proyecciones de producción de petróleo en Colombia y que se utilizarán en este estudio las efectuadas por BP Energy Outlook 2020, como parte de Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition.

Los estudios nacionales que igualmente se evaluaron e incluyeron en el análisis son los siguientes:

- FEDESARROLLO en el año 2017 para Ecopetrol, titulado "ESTUDIO SOBRE EL IMPACTO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN LAS REGIONES PRODUCTORAS DE COLOMBIA", muestra en contexto las proyecciones de la producción de petróleo en Colombia y el impacto en las regiones petroleras.
- UPME en el año 2018, titulado "PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, VERSION DICIEMBRE DE 2018", dentro del cual se tienen escenarios de proyección de todos los hidrocarburos y sus derivados hasta el año 2038.
- CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPUBLICA en su BOLETÍN MACRO SECTORIAL, Año 2, No. 6 - mayo 26 de 2017, titulado "AUTOSUFICIENCIA PETROLERA EN COLOMBIA", con escenarios de proyección hasta el año 2026.
- ARTHUR D LITTLE octubre 20 del año 2016, titulado "ESTUDIO PARA REVISAR Y ACTUALIZAR LAS VARIABLES DEL ENTORNO NACIONAL E INTERNACIONAL, QUE IMPACTAN EN EL DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA Y CONSTRUIR TRES ESCENARIOS DE INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS CON UN HORIZONTE

MÍNIMO DE 20 AÑOS, INCLUYENDO RECURSOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES, ASÍ COMO LAS INVERSIONES ASOCIADAS A CADA ESCENARIO", con escenarios al 2036.

- ARTHUR D LITTLE abril 12 del año 2016, titulado "ACTUALIZACIÓN DE ESCENARIOS DE OFERTA Y DEMANDA DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA", escenarios al año 2030.

Proyección de producción en zonas conectadas al sistema de transporte por oleoducto.

La edición 2020 de BP Energy Outlook, explora los posibles caminos para la transición energética global, cómo los mercados energéticos pueden evolucionar en los próximos treinta años y las incertidumbres claves, que pueden darles forma, de cara al año 2050.

Los principales escenarios consideran que la demanda mundial de energía continúa creciendo durante al menos parte del período hasta 2050. Sin embargo, durante este tiempo, la estructura de la demanda de energía cambia fundamentalmente, con un papel decreciente para los combustibles fósiles compensado por un aumento de las energías renovables y un papel cada vez más importante para la electricidad.

Outlook centra la Perspectiva 2020 explorando la transición energética a 2050 utilizando tres escenarios principales. Estas no son predicciones, sino que, basadas en supuestos alternativos sobre políticas y preferencias sociales, son diseñadas para ayudar a explorar la gama de resultados posibles durante los próximos 30 años. Los tres escenarios son:

i) El escenario denominado "Rápido" que asume la introducción de medidas de política, lideradas por un aumento significativo en los precios del carbono, que dan como resultado que las emisiones de carbono del uso de energía caigan alrededor del 70% para 2050 con respecto a los niveles de 2018. El escenario Rápido está ampliamente en línea con escenarios que son consistentes con limitar el aumento de las temperaturas globales para 2100 a muy por debajo de 2 ° C por encima de los niveles preindustriales.

ii) Escenario "Cero Neto" que asume que las medidas políticas de Rápido se ven reforzadas por cambios significativos en el comportamiento y las preferencias de la sociedad y los consumidores, como una mayor adopción de economías circulares y compartidas y el cambio a fuentes de energía bajas en carbono. Esto aumenta la reducción de las emisiones de carbono para 2050 a más del 95%. Neto Cero está ampliamente en línea con una variedad de escenarios consistentes con limitar los aumentos de temperatura a 1,5 ° C.

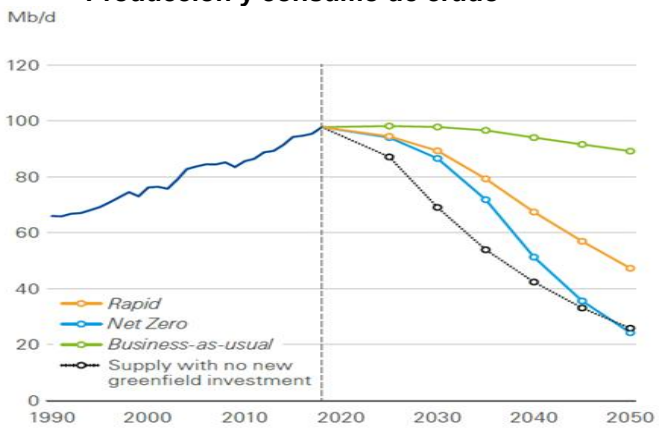
iii) Escenario "Comportamiento normal del negocio" – BAU (Business-as-usual) asume que las políticas gubernamentales, las tecnologías y las preferencias sociales continúan evolucionando de una manera y velocidad vistas en el pasado reciente. En BAU, las emisiones de carbono por el uso de energía alcanzan su punto máximo a

mediados de la década de 2020, pero no disminuyen significativamente, con emisiones en 2050 sólo del 10% por debajo de los niveles de 2018.

Dentro del análisis se presenta una curva adicional que es como si el Suministro fuera sin nuevas inversiones Green Field (Construcciones desde cero).

Es importante aclarar que estos escenarios están bajo la perspectiva de la BP respecto a que la producción está directamente asociada o es un espejo de lo que sería el consumo de petróleo en el mundo, donde la producción de petróleo nuevo todavía se requiere o necesita y por lo tanto conlleva inversiones significativas. A continuación, se muestra el comportamiento de los tres escenarios que plantea la BP.

Producción y consumo de crudo



Fuente: BP Energy Outlook 2020

Un tema clave dentro del análisis prospectivo de Outlook es la creciente demanda de energía en los tres escenarios, la demanda global de energía crece, impulsada por el aumento de la prosperidad y el nivel de vida en el mundo emergente. La demanda de energía primaria se estanca en la segunda mitad de Outlook en el escenario Rápido y Cero Neto a medida que se aceleran las mejoras en la eficiencia energética. En el escenario BAU, la demanda continúa creciendo a lo largo de las Perspectivas, alcanzando alrededor de un 25% más para 2050.

Los sistemas de energía global planteados son fundamentalmente reestructurados: la transición a un sistema de energía con menos carbono da como resultado una combinación de energía más diversa, ya que los tres escenarios ven una disminución en la participación del sistema de energía global para los hidrocarburos y un aumento correspondiente en la energía renovable, consecuencia de que el mundo se electriza cada vez más. La escala del cambio varía significativamente entre los escenarios, con la proporción de hidrocarburos en la energía primaria disminuyendo de alrededor del 85% en 2018 a entre 65% -20% para 2050 y la energía renovable aumentando a rangos entre el 20 y 60%.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

La caída de la demanda de petróleo en todos los escenarios planteados en los próximos 30 años es un 10% más bajo para 2050 en BAU, alrededor de un 55% más bajo en Rápido y un 80% más bajo en Cero neto. En BAU, la demanda se estancó a principios de la década de 2020 y tanto en Rápido como en Cero neto, la demanda de petróleo nunca se recupera por completo de la caída causada por Covid-19. La disminución de la demanda de petróleo se debe a la creciente eficiencia y electrificación del transporte por carretera. En los tres escenarios, el uso de petróleo en el transporte alcanza su punto máximo entre mediados y finales de la década de 2020. La participación del petróleo para satisfacer la demanda de transporte cae de más del 90% en 2018 a alrededor del 80% para 2050 en BAU, pero al 40% en Rápido y a sólo el 20% en Cero neto.

Tomando como base lo anteriormente descrito y adicionando los otros estudios analizados, se realiza un comparativo de los valores de las proyección efectuados por cada uno de estos, contra el valor histórico de producción real de acuerdo a los datos registrados por la ANH, según información suministrada mensualmente por los productores, para poder definir las desviaciones presentadas en la tendencia de la proyección de cada uno de los autores de los diferentes estudios:

Comparación proyecciones de estudios contra valores reales de la ANH

	PROYECCION DE LA PRODUCCION PETROLERA 2012-2030 ESTUDIO ARTHUR D LITTLE PARA LA UPME 2012* (Miles Barriles Dia)	PROYECCION ESTUDIO FEDESARROLLO 2016			PROYECCION CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA 2017** (Miles Barriles Dia)	PROYECCION PLAN INDICATIVO COMBUSTIBLES LIQUIDOS UPME 2019*** (Miles Barriles Dia)	HISTORICO ANH PRODUCCION REAL FISCALIZADA**** (Miles Barriles Dia)
		Escenario Bajo (Miles Barriles Dia)	Escenario Medio (Miles Barriles Dia)	Escenario Alto (Miles Barriles Dia)			
2012	1060	NI	NI	NI	NI	NI	NI
2013	1150	NI	NI	NI	NI	NI	1008
2014	1250	NI	NI	NI	NI	NI	987
2015	1280	NI	NI	NI	NI	NI	927
2016	1260	NI	NI	NI	NI	NI	886
2017	1205	949	949	949	872	NI	854
2018	1130	959	959	960	823	941	865
2019	1020	934	974	1020	790	985	886

Fuente. Elaborado consultoría con datos de estudios:
* http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/CadenadelPetroleo_sp.pdf
** Boletín Macro Sectorial No 6 Año 2
*** Plan Indicativo de Combustibles Líquidos de la UPME 5 de marzo de 2019.
****http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n

De acuerdo con la comparación de datos de los estudios seleccionados, se puede observar desviaciones importantes en las proyecciones con respecto a los datos reales de producción entregados por la ANH, en especial para los estudios más antiguos, considerando que es imposible desde todo punto de vista predecir comportamientos o situaciones exógenas durante el periodo proyectado, como el sucedido en el año 2014, donde los Estados Unidos incorporaron a sus reservas los crudos no convencionales,

cambiando la tendencia de la producción, modificado el precio del petróleo entre los años 2014 al 2016.

Por eso y como se muestra en la tabla siguiente, las desviaciones de los estudios consultados después del 2016 son menores, ya que están involucrando en sus tendencias o proyecciones, comportamientos externos recientes que no habían sido incluidos previamente.

Desviaciones de los diferentes estudios consultados contra valores reales de la ANH

% DESVIACION PROYECCION PRODUCCION PETROLERA ESTUDIO ADL PARA UPME 2012	% DESVIACION PROYECCION PRODUCCION PETROLERA ESTUDIO FEDESARROLLO 2016			% DESVIACION PROYECCION PRODUCCION PETROLERA CONTRALORIA GENERAL REPUBLICA 2017	% DESVIACION PROYECCION PRODUCCION PETROLERA PLAN INDICATIVO COMBUSTIBLES LIQUIDOS 2019
	Desviacion sobre Escenario Bajo (%)	Desviación sobre Escenario Medio (%)	Desviación sobre Escenario Alto (%)		
NA	NA	NA	NA	NA	NA
-12,34%	NA	NA	NA	NA	NA
-21,02%	NA	NA	NA	NA	NA
-27,56%	NA	NA	NA	NA	NA
-29,67%	NA	NA	NA	NA	NA
-29,13%	-10,01%	-10,01%	-10,01%	-2,06%	NA
-23,45%	-9,80%	-9,80%	-9,90%	5,10%	-8,12%
-13,15%	-5,15%	-9,05%	-13,15%	12,14%	-10,08%

Fuente. Elaborada consultoría con datos de estudios:

* http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/CadenadelPetroleo_sp.pdf
** Boletín Macro Sectorial No 6 Año 2
*** Plan Indicativo de Combustibles Líquidos de la UPME 5 de marzo de 2019.
****http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n

A continuación, se puede observar las diferentes proyecciones de los escenarios de los estudios nacionales analizados como parte de la metodología para definir las mejores proyecciones acordes a la situación energética actual del mundo y del país.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Proyección de producción 2020-2030 diferentes estudios

Año	PROYECCION DE LA PRODUCCION PETROLERA 2012-2030* ESTUDIO ARTHUR D LITTLE PARA LA UPME 2012 (Miles Barriles Dia)	PROYECCION DE LA PRODUCCION PETROLERA (2020-2030) ESTUDIO FEDESARROLLO 2016			PROYECCION CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA 2017 (Miles Barriles Dia)	PROYECCION DE LA PRODUCCION PETROLERA 2020-2030 PLAN INDICATIVO COMBUSTIBLES LIQUIDOS UPME
		Escenario Bajo (Miles Barriles Dia)	Escenario Medio (Miles Barriles Dia)	Escenario Alto (Miles Barriles Dia)		
2020	1010	940	992	1048	723	944
2021	980	818	945	1004	723	908
2022	1060	667	824	885	723	834
2023	1080	558	709	785	723	785
2024	1100	519	624	713	723	702
2025	1105	465	534	624	723	573
2026	1110	402	446	531	723	489
2027	1130	349	384	460	NI	394
2028	1120	317	345	411	NI	312
2029	1115	252	275	332	NI	243
2030	1070	213	231	281	NI	189
*El estudio tiene tres escenarios (se escogio el base) y el periodo va hasta 2035.					NI:	No informa.

Fuente. Elaborada consultoría con datos de estudios:

* http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/CadenadelPetroleo_sp.pdf
** Boletín Macro Sectorial No 6 Año 2
*** Plan Indicativo de Combustibles Líquidos de la UPME 5 de marzo de 2019.
****http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n.

Considerando las fuentes de los estudios analizados a nivel nacional, es importante destacar que los supuestos asumidos son de forma general apropiados dentro de la perspectiva de país, entre los cuales encontramos:

i. Posibilidad de Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo).

ii. Potencial de crudos pesados (especialmente en la cuenca de Los Llanos y Valle Medio del Magdalena).

iii. Potencial de yacimientos no convencionales (shale oil y arenas bituminosas).

iv. Mejora del Factor de recobro de hidrocarburos.

v. Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo).

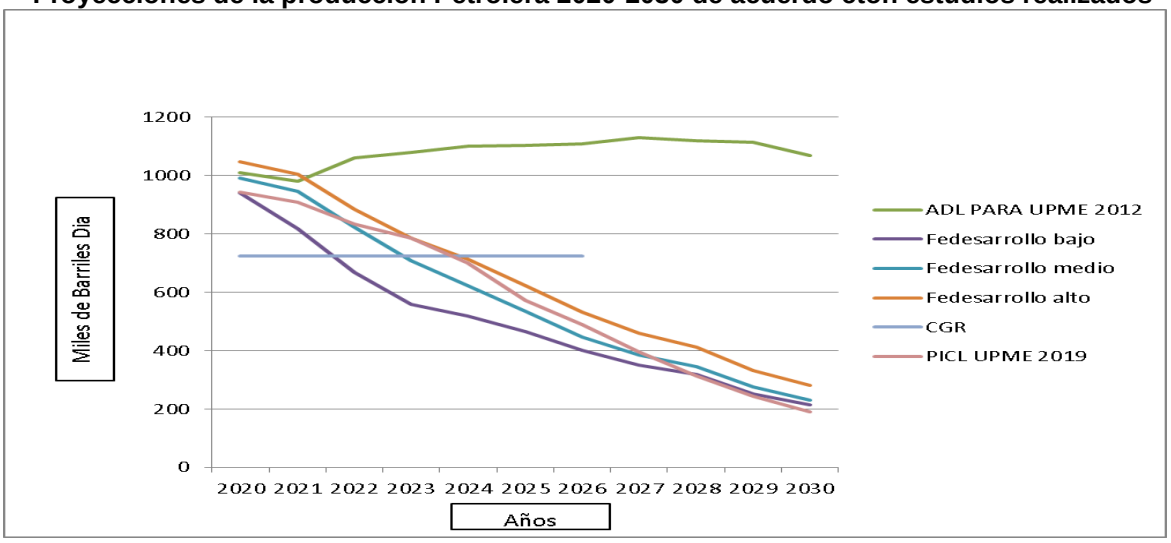
vi. Política estatal petrolera (Government Take)

vii. Factores medio ambientales (restricción de la actividad de E&P por razones ambientales)

viii. Factores socio culturales, nivel de conflicto (restricción de la actividad de E&P por razones sociales).

De acuerdo con las metodologías propias de las proyecciones o tendencias se tienen tres escenarios a considerar, i) Escenario Alto que supone que la producción petrolera en Colombia repunta, II) un Escenario Bajo que recoge el caso en que no se da una recuperación sustancial de la producción en los plazos establecidos, y que, por el contrario, la producción de crudo se sitúa y declina de una manera progresiva con respecto al dato actual de la proyección y iii) un Escenario Medio que se ubica entre estos dos extremos del escenario alto y el bajo. A continuación, se muestra el comportamiento de las proyecciones de los diferentes estudios.

Proyecciones de la producción Petrolera 2020-2030 de acuerdo cton estudios realizados



Fuente. Elaborado consultoría con datos de estudios consultados y estadísticas de la ANH.

Por las fechas en que se ejecutaron estos estudios se tornaba difícil sensibilizar las curvas por la tendencia y necesidad mundial, donde a medida que el mundo avanza hacia una reducción de las emisiones de carbono, el sistema energético global se reestructura fundamentalmente, volviéndose más diverso, impulsado por las necesidades de los clientes, con una mayor competencia entre los combustibles. El consumo de energía se aleja de los combustibles fósiles y las energías renovables crecen rápidamente a medida que el mundo continúa electrificándose; por lo cual se necesitan medidas políticas decisivas, como aumentos significativos en los precios del carbono, para lograr una reducción duradera de las emisiones derivadas del uso de energía.

De igual manera no se tenía registro ni ningún tipo de proyección de una epidemia a nivel mundial como la que se presenta en el año 2020, que afecta todos los sectores sociales y económicos del mundo y también causó afecto en el comportamiento del consumo y producción dentro de la canasta energética y que son efectos que si tiene en cuenta el estudio del BP Energy Outlook.

Por lo tanto, de acuerdo con las proyecciones realizas por el BP Energy Outlook, se efectuó la definición del factor de las curvas de producción de los tres escenarios para poder sensibilizar la producción en Colombia de acuerdo al dato de producción que se tiene para agosto de 2020 de 794 miles barriles por día según la ANH. Los factores definidos fueron:

- Escenario Cero Neto: 0,958.
- Escenario Rápido: 0,978.
- Escenario Comportamiento normal del negocio – BAU (Business-as-usual): 0,997.

Con estos factores se definieron las proyecciones de la producción para los años 2021 a 2030.

Como se observa en la siguiente tabla, se parte de una serie histórica con punto de partida en agosto de 2020 y desde allí se proyectan tres horizontes: corto plazo, mediano plazo y largo plazo. El comportamiento de la serie histórica y la proyección se observa en la gráfica a continuación.

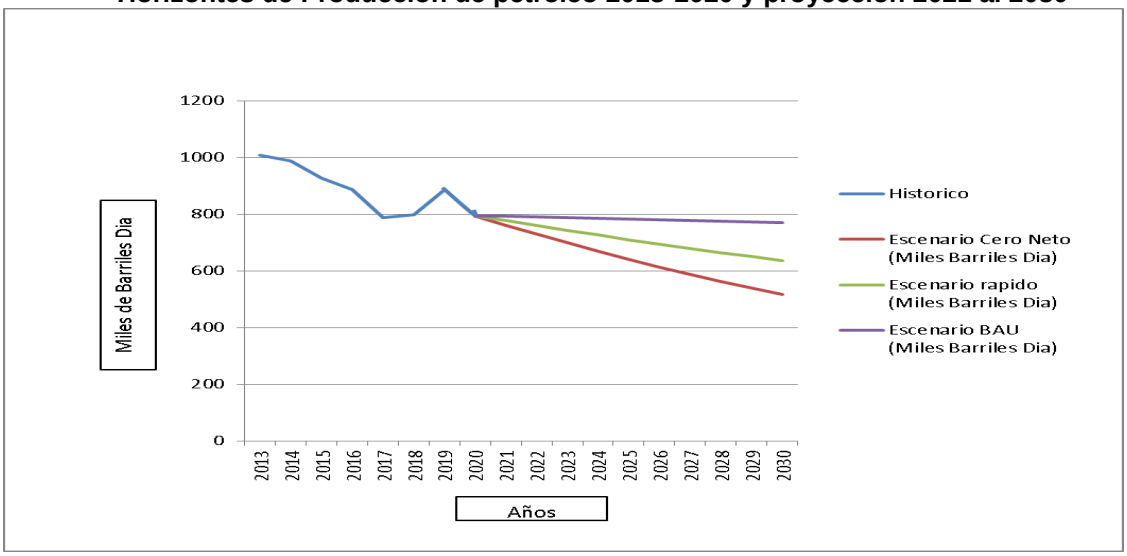
Producción petrolera del 2013 al 2020 y proyecciones 2021 al 2030

PRODUCCION PETROLERA (2013-2030) ESTUDIO MME 2020 (Miles de Barriles Dia) DELVASTO&ECHEVERRIA ASOCIADOS					
Horizonte	**Año**	**Historico**	**Escenario Cero Neto (Miles Barriles Dia)**	**Escenario rapido (Miles Barriles Dia)**	**Escenario BAU (Miles Barriles Dia)**
Historico	**2013**	1008			
Historico	**2014**	987			
Historico	**2015**	927			
Historico	**2016**	886			
Historico	**2017**	788			
Historico	**2018**	799			
Historico	**2019**	886			
Corto Plazo	**2020**		794	794	794
Corto Plazo	**2021**		761	777	792
Corto Plazo	**2022**		729	760	790
Corto Plazo	**2023**		698	743	787
Mediano Plazo	**2024**		669	727	785
Mediano Plazo	**2025**		641	711	783
Mediano Plazo	**2026**		614	695	780
Mediano Plazo	**2027**		588	680	778
Largo Plazo	**2028**		564	665	775
Largo Plazo	**2029**		540	650	773
Largo Plazo	**2030**		517	636	771

Fuente. Elaboró consultoría con datos de http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n **y BP Energy Outlook 2020.**

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

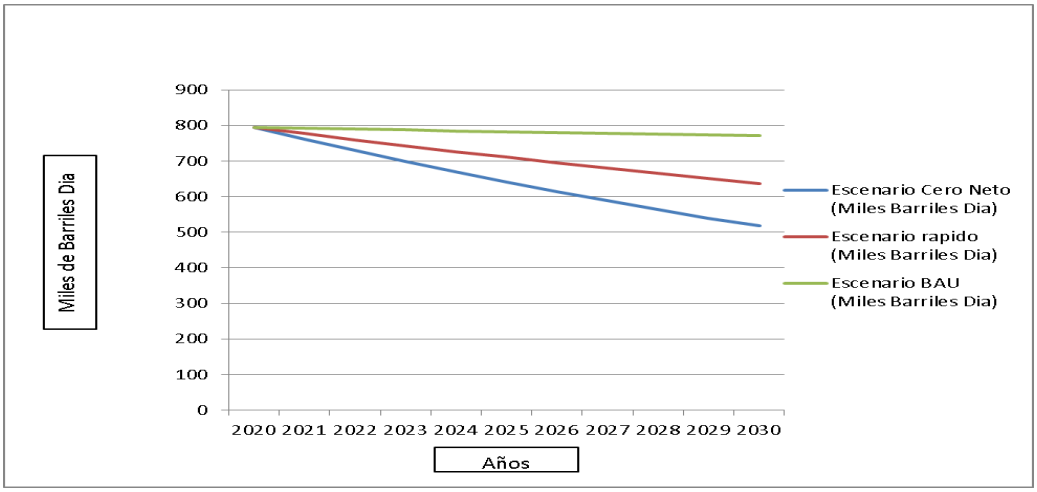
Horizontes de Producción de petróleo 2013-2020 y proyección 2021 al 2030



Fuente. Elaboró consultoría con datos de http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n y bp Energy Outlook 2020.

De acuerdo con lo anterior y tomado sólo las proyecciones efectuadas con la metodología indicada, en la gráfica siguiente se muestran las curvas de producción del año 2021 al año 2030 de la consultoría, elaboradas para este estudio y con las que se efectuarán los análisis respectivos.

Proyecciones de la producción petrolera 2020-2030



Fuente. Elaboró consultoría con datos de http://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n y bp Energy Outlook 2020.

Al comparar los valores de las proyecciones se puede observar que los resultados de las proyecciones de la consultoría son más optimistas al año 2030 que la de los otros estudios analizados; los valores en el 2030 están entre 517 y 771 KBPD; para el estudio de Fedesarrollo los valores están entre 213 y 281 KBPD, mientras que el estudio de la Contraloría mantenía un valor fijo desde el 2020 al 2026 de 723 KBPD y finalmente para el Plan Indicativo de combustibles líquidos UPME 2019 en el año 2030 el valor es de 189 KBPD. El valor para la Proyección de la producción petrolera 2012-2030 de Arthur D Little para la UPME tiene una producción para el año 2030 de 1070 KBPD, lo cual no está dentro de la realidad de la tendencia de hoy, como se manifestó por lo ocurrido entre el año 2014 y 2016.

Se considera, y de acuerdo al comportamiento histórico real, a partir de 2021, la producción en estos tres escenarios definidos cae a una tasa baja con factores definidos por la consultoría para sensibilizar las curvas de producción, las cuales tendrán un comportamiento de manera independiente del factor R/P porque está relacionado con la relación consumo/producción, asociado a una política clara de emisiones limpias, que pueden implicar incluso en un momento importación o cambio de los porcentajes entre lo exportado y el consumo local.

Adicional a lo anterior, a partir de la proyección de la curva de producción país de la consultoría, obtenida tomando como base el escenario “Comportamiento normal del negocio – BAU” (Business-as-usual), se efectúa una sensibilización o distribución de la producción por regiones productoras, de acuerdo con los datos históricos de la ANH.

En este sentido, con los datos de producción histórica por regiones indicados en las tablas, se efectúa la distribución por regiones productoras del escenario país, obteniéndose los resultados que se muestran a continuación:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Proyección de producción por regiones.

PROYECCIÓN PRODUCCION PETROLERA POR REGIONES (2020-2030) (Miles de Barriles Dia)							
Año	LLANOS		SUR	CENTRO	NOROCCIDENTE	NORORIENTE	TOTAL
	LLANOS NORTE	LLANOS CENTRO					PAIS
2020	203,4	399,9	27	62	22	81	**794**
2021	202,8	398,7	27	61	22	81	**792**
2022	202,2	397,5	26	61	22	80	**790**
2023	201,6	396,3	26	61	22	80	**787**
2024	201,0	395,1	26	61	22	80	**785**
2025	200,4	393,9	26	61	22	80	**783**
2026	199,8	392,7	26	60	22	80	**780**
2027	199,2	391,6	26	60	21	79	**778**
2028	198,6	390,4	26	60	21	79	**775**
2029	198,0	389,2	26	60	21	79	**773**
2030	197,4	388,1	26	60	21	79	**771**

Fuente: Elaborado por la consultoría.

La proyección de la distribución por regiones referida tiene en cuenta la distribución histórica (real), que a su vez considera la desviación puntual que se puede estar generando en el sector, ocasionada por la situación especial del precio del crudo y la crisis energética asociada a la pandemia, que afecta el año 2020.

Así mismo, la proyección de la producción por regiones es concordante con la situación actual del desarrollo de los campos, sin considerar nuevos descubrimientos ni la incorporación de reservas adicionales de fuentes no convencionales, previéndose de esta manera, que la producción de crudo en su mayor porcentaje seguirá siendo aportada por la región de los Llanos.

Proyección de volúmenes de crudo transportados por oleoducto

La infraestructura para el transporte de los crudos históricamente fue desarrollada por Ecopetrol y sus asociados según sus necesidades de movilización del petróleo, y los nuevos hallazgos que se presentaban, al igual que la necesidad de llevar a un nodo de exportación o una refinería para consumo interno. Es importante mencionar que la construcción de los oleoductos en Colombia es costosa debido a las condiciones topográficas, lógica que llevó a una planeación de baja capacidad excedentaria y en general para transporte de crudo liviano que predominaba en el pasado.

El documento que se tomó de referencia para este estudio no pretende predecir o pronostica, que tan probable es que cambie el sistema energético con el tiempo y éste

afecte los sistemas de transporte, nadie puede predecir el futuro. Pero si dejan claro los autores del análisis, que los escenarios discutidos en Outlook de este año se utilizan para ayudar a comprender mejor el rango de incertidumbre que se presenta a medida que el sistema energético pasa a un mundo con menos carbono. Mejorar nuestra comprensión de esta incertidumbre es un aporte importante para diseñar una estrategia que sea sólida y resistente a la variedad de situaciones que se puede enfrentar y a las necesidades de infraestructura y el uso que va a tener.

Así como la pérdida de autosuficiencia hacia mediados de los años 70's del siglo pasado y posterior época de hallazgos en la década de los 80´s en regiones alejadas de los centros de producción tradicionales del Magdalena Medio y Superior, obligó al cambio de estrategias para enfrentar la movilización con proyectos y lograr una capacidad de hasta 1,0 millones de barriles por día (capacidad de diseño: Ocensa 750 KBPD más Caño limón - Coveñas 250 KBPD), hoy todavía sería suficiente para transportar la producción actual y proyectada.

De igual manera y como ya se analizó anteriormente, la producción en este momento está concentrada en los Llanos Orientales con crudos pesados, pero debido a la producción actual la utilización de los ductos de esta región se está concentrado hoy día principalmente en una sola red que es Llanos Centro con ejes principales Ocensa y ODL, mientras la otra red de los Llanos Norte tiene muy baja utilización.

Con los datos recibidos por parte de los transportadores en las diferentes redes establecidas en el estudio, se efectúa un análisis estadístico definiendo la media y la desviación estándar, obteniendo con base en una distribución normal estándar de valores para los tres diferentes escenarios que se tienen de producción; los factores que se emplean para obtener la proyección de los volúmenes de crudo entre el 2021 y 2030 se aprecian en la siguiente tabla.

Valores del factor de utilización para proyección de transporte

Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
42,44	48,74	91,90

Fuente. Equipo Consultor

Aplicando estos factores de utilización sobre los volúmenes de producción proyectados para los escenarios; Cero Neto, Escenario Rápido y Escenario Comportamiento normal del negocio – BAU se obtienen los siguientes valores:

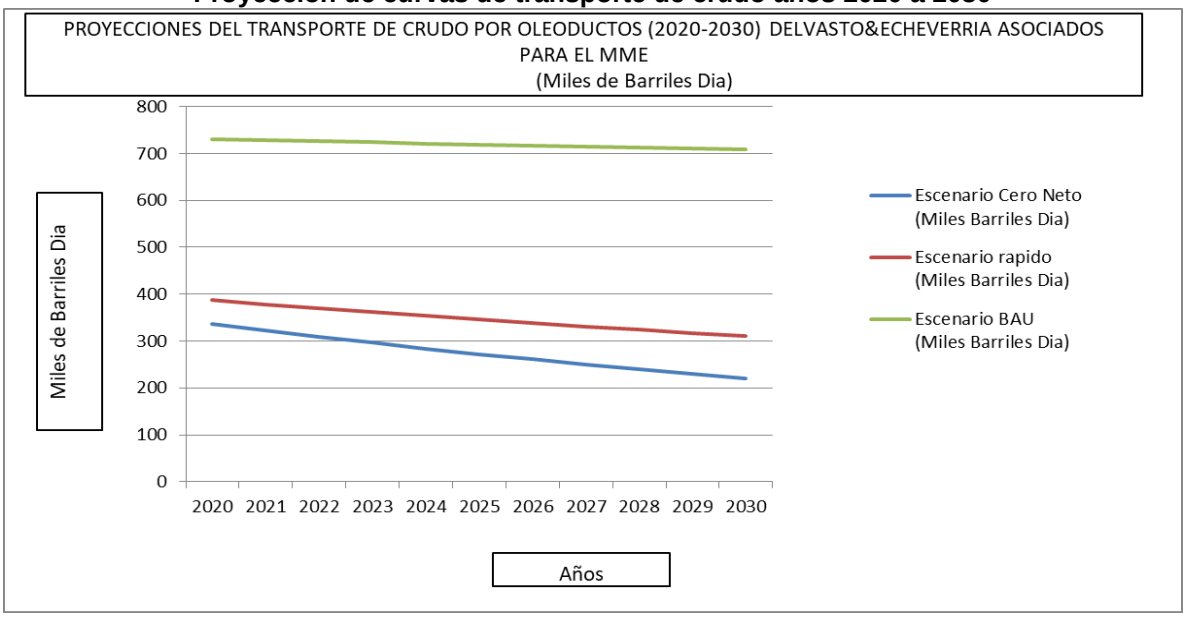
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Proyección de transporte de crudo 2020-2030

Año	PROYECCION DEL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS (2020-2030) ESTUDIO MME 2020 DELVASTO&ECHEVERRIA ASOCIADOS		
	Escenario Cero Neto (Miles Barriles Dia)	Escenario rapido (Miles Barriles Dia)	Escenario BAU (Miles Barriles Dia)
2020	337	387	730
2021	323	379	728
2022	309	370	726
2023	296	362	723
2024	284	354	721
2025	272	346	719
2026	261	339	717
2027	250	331	715
2028	239	324	713
2029	229	317	711
2030	219	310	708

Fuente. Equipo Consultor

Proyección de curvas de transporte de crudo años 2020 a 2030



Fuente. Equipo Consultor.

Sumado a lo anterior, con las curvas proyectadas de producción de las regiones del país se efectúa una agrupación de cada una de estas regiones a una red principal de ductos, de acuerdo con la ubicación de los campos productores, como se muestra en las siguientes

tablas, bajo el supuesto de la dinámica normal de transporte por los ductos ya descrita, que considera (i) la ubicación regional de la producción y (ii) que todo el volumen de crudo es transportado por los ductos. Con base en lo anterior, se efectuará la proyección de transporte por redes.

Agrupación de regiones a cada red de oleoductos

RED	REGIONES QUE APORTAN CRUDO A CADA RED
LLANOS NORTE	Arauca
	Casanare
	Atlántico
	Cesar
	Norte de Santander
	Magdalena
LLANOS CENTRO	Meta
	Vichada
SUR	Caqueta
	Cauca
	Nariño
	Putumayo
CENTRO S-N	Boyacá
	Cundinamarca
	Huila
	Tolima
CENTRO OESTE	Antioquia
	Bolivar
	Córdoba
	Santander
	Sucre
	Red Centro S-N
	Red Llanos Centro

Fuente: Elaborado equipo consultor

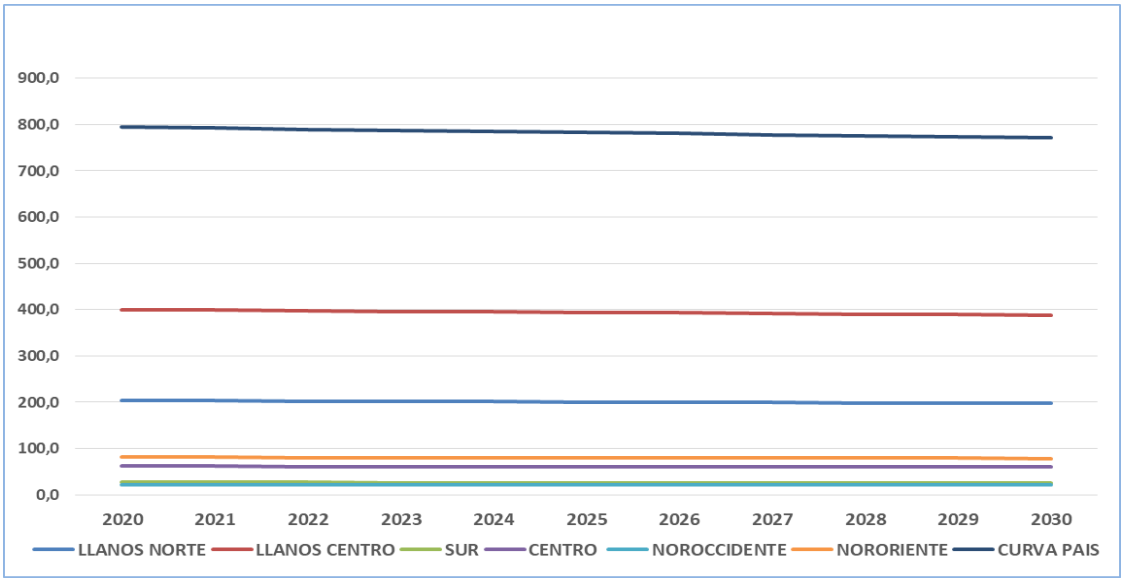
Proyección de la producción de las regiones a las redes de transporte

PRODUCCIÓN APORTADA POR LAS REGIONES A LAS REDES DE TRANSPORTE (2020-2030) (Miles de Barriles Dia)					
AÑO	RED LLANOS NORTE	RED LLANOS CENTRO	RED SUR	RED CENTRO S-N	RED CENTRO OESTE
2020	225,3	399,9	27	62	81
2021	224,7	398,7	27	61	81
2022	224,0	397,5	26	61	80
2023	223,3	396,3	26	61	80
2024	222,6	395,1	26	61	80
2025	222,0	393,9	26	61	80
2026	221,3	392,7	26	60	80
2027	220,6	391,6	26	60	79
2028	220,0	390,4	26	60	79
2029	219,3	389,2	26	60	79
2030	218,7	388,1	26	60	79

Fuente: Elaborado por la consultoría

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Agrupación de regiones a redes de ductos



Fuente: Equipo consultor

De acuerdo con las proyecciones por regiones ya asociadas a cada red de transporte de oleoductos, se toman los valores promedio por año del factor de utilización históricos de 2015 a 2020, presentados por cada transportador en sus redes, como se muestra en la tabla, con el fin de proyectar el volumen a transportar.

Factor histórico de utilización de las redes

RED	2015	2016	2017	2018	2019	2020
LLANOS NORTE	44%	39%	19%	19%	22%	24%
LLANOS CENTRO	96%	93%	89%	95%	92%	82%
SUR	15,0%	14,8%	14,6%	14,6%	14,4%	14.2%
CENTRO S-N	92%	75%	55%	66%	52%	50%
CENTRO OESTE	93%	92%	88%	87%	90%	75%

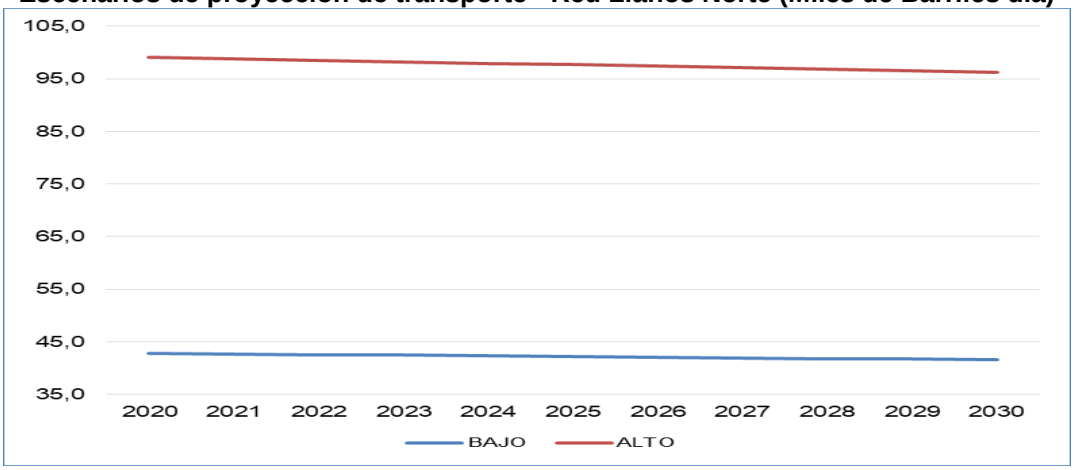
Fuente: Elaborado equipo Consultor

Tomando los factores de utilización se efectúan proyecciones de los volúmenes a transportar con los factores más alto y bajo de la serie histórica, para tener comportamientos reales y normales de transporte. Esto permite dos escenarios por cada red, definiendo una banda de desempeño del transporte entre un tope máximo y una base, obteniéndose como resultado el siguiente comportamiento de proyección por redes:

- Red Llanos Norte: La tendencia en el comportamiento del volumen transportado, como se observa en la gráfica, sigue siendo bajo contra la capacidad del sistema. Esto seguirá sucediendo hasta que se dé una solución al tema de seguridad que permita la continuidad del servicio y así garantizar las entregas del crudo asociado a la parte norte de los Llanos, hasta el punto de exportación en Coveñas y/o refinería Cartagena a través de Coveñas. De

igual manera, tiene facilidad de entregar a la refinería de Barrancabermeja desde el nodo intermedio de Ayacucho. Todo lo anterior sujeto a la continuidad en los tramos iniciales que son objetivo continuo de atentados.

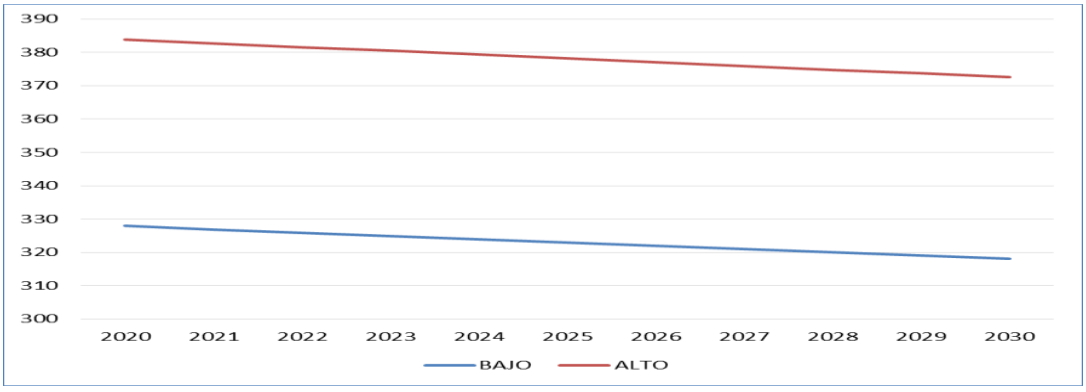
Escenarios de proyección de transporte - Red Llanos Norte (Miles de Barriles día)



Fuente: Elaborado equipo Consultor

- **Red Llanos Centro**: Esta red seguirá siendo utilizada desde los Llanos, como se muestra y será la vena principal del transporte en los próximos años. Esto considerando que está transportando el 70% de la producción de esta región, que es equivalente al 76% de la producción nacional. El volumen transportado por esta red depende tanto de la ubicación de los mayores campos productores en el Meta, como de la situación mencionada de la red de Llanos Norte, que ha ocasionado que parte de dicha producción que debe ser transportada actualmente por Red Llanos Centro, que cuenta con la capacidad necesaria.

Escenarios de proyección de transporte - Red Llanos Centro (Miles de Barriles Día)

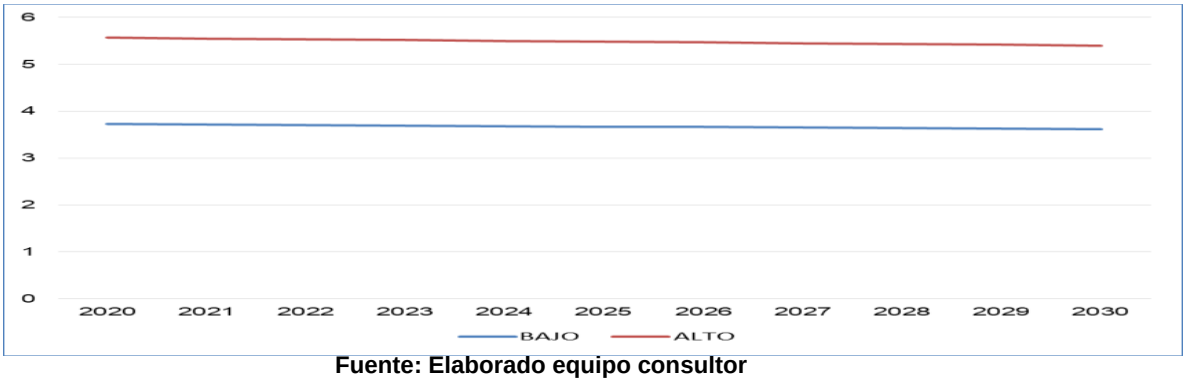


Fuente: Elaborado equipo consultor

Red Sur: La tendencia en la proyección del volumen transportado, como se observa en la gráfica, sigue siendo baja contra la capacidad del sistema. Esto se da a pesar de que es un

sistema no muy grande en longitud y capacidad, al estar aislado en la parte sur occidental del país, concentrado en un sólo nodo de entrada en Orito y un nodo de salida en el puerto de exportación de Tumaco. Además, en la región existe la alternativa de exportación a través de Ecuador que lleva a una mayor disminución en la utilización de la red Sur. El bajo uso del oleoducto es debido a los temas de seguridad y oportunidad de costos que ofrece el sistema de transporte de país vecino.

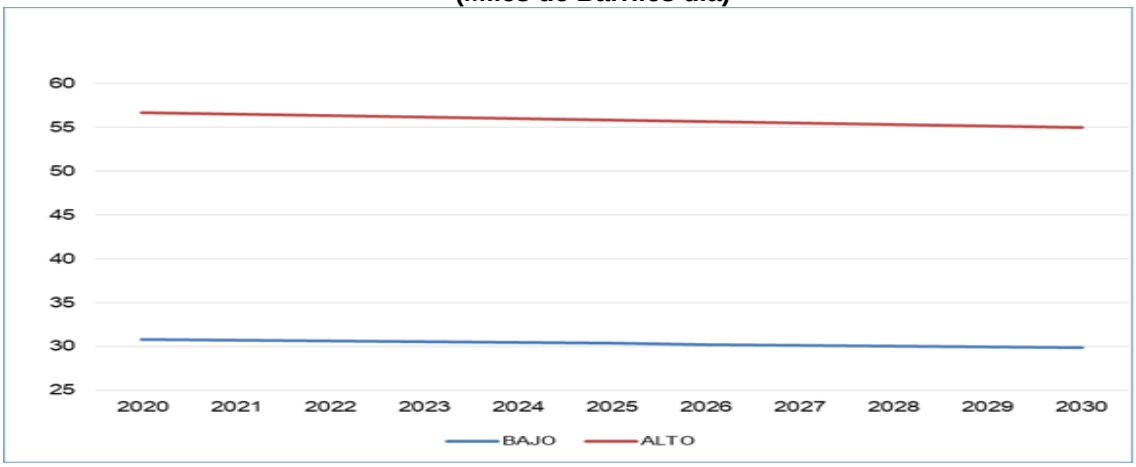
Escenarios de proyección de transporte - Red Sur (Miles de Barriles día)



Fuente: Elaborado equipo consultor

- **Red Centro S-N**: Esta red tiene una tendencia en la proyección de volúmenes transportados a permanecer baja, como se muestra en la siguiente gráfica. Esto debido a que depende sólo de los campos del sector de los Departamentos del Huila y del Tolima y sus respectivas declinaciones. La posibilidad de hallazgos convencionales es menor que en otras partes, debido a que es de las cuencas más estudiadas y exploradas.

Escenarios de proyección de transporte - Red Centro S-N
(Miles de Barriles dia)

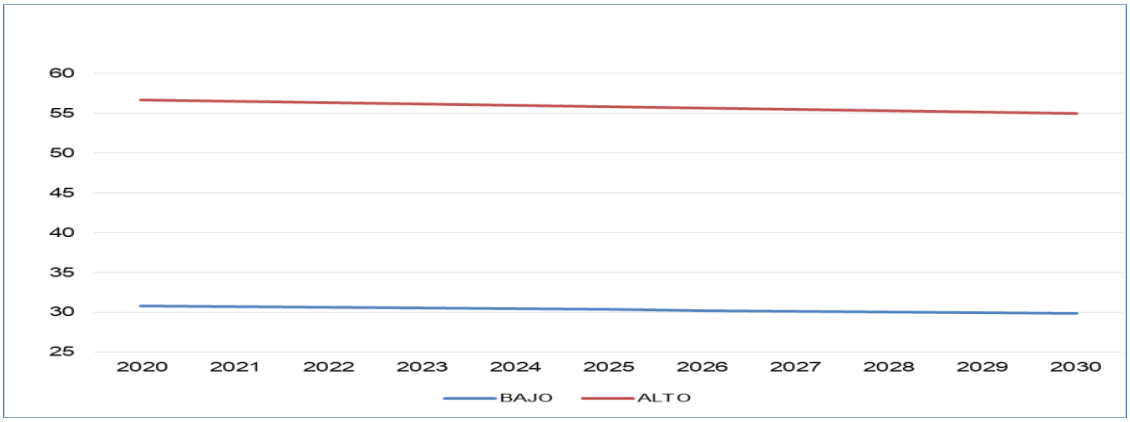


Fuente: Elaborado equipo consultor

- Red Centro Oeste: Esta red seguirá siendo la de mayor utilización como se muestra en la gráfica a continuación, porque su punto de origen, como ya se definió, sería un “HUB” o

concentrador como lo es Vasconia. Este es el nodo donde llega el volumen transportado por la red Llanos Centro desde la región de mayor producción (Llanos) y se suma a éste el volumen que trae la red Centro S-N. Moviendo el volumen de crudo con destino a la exportación y a la refinería de Cartagena desde este Nodo de Vasconia, a través de dos grandes venas como son OCENSA-Segmento 3 y ODC

Escenarios de proyección de transporte - Red Centro Oeste (Miles de Barriles día)



Fuente: Elaborado equipo consultor

Desarrollo Proyecciones escenario Consultoría

Con el fin de realizar un análisis del comportamiento de las tarifas y compararlo con el Escenario Base que corresponde a las proyecciones de las empresas transportadoras, teniendo en cuenta que la variable Volumen (Q) genera gran afectación en el comportamiento de las tarifas y que la variable Inversión no es posible estimarla sobre una base confiable, ya que obedece a las políticas de las empresas, para la generación del Escenario Consultoría se toma como variable a modificar la que corresponde a los volúmenes.

La Consultoría con la proyección de los Volúmenes de transporte por Oleoducto, obtuvo como resultado la proyección de la Producción de Crudo al horizonte de 10 años y la estimación de los volúmenes a transportar para los dos posibles escenarios Bajo y Alto como se aprecia a continuación:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Proyección de volúmenes a transportar escenario bajo KBPD por año

BAJO	LLANOS NORTE	LLANOS CENTRO	SUR	CENTRO S-N	CENTRO OESTE
2020	42,8	328	4	31	404
2021	42,7	327	4	31	403
2022	42,6	326	4	31	402
2023	42,4	325	4	30	400
2024	42,3	324	4	30	399
2025	42,2	323	4	30	398
2026	42,0	322	4	30	397
2027	41,9	321	4	30	396
2028	41,8	320	4	30	394
2029	41,7	319	4	30	393
2030	41,5	318	4	30	392

Fuente: Equipo consultor

Proyección de volúmenes a transportar escenario alto KBPD por año

ALTO	LLANOS NORTE	LLANOS CENTRO	SUR	CENTRO S-N	CENTRO OESTE
2020	99,1	384	6	57	504
2021	98,9	383	6	56	503
2022	98,6	382	6	56	501
2023	98,3	380	6	56	500
2024	98,0	379	6	56	498
2025	97,7	378	5	56	497
2026	97,4	377	5	56	495
2027	97,1	376	5	55	494
2028	96,8	375	5	55	492
2029	96,5	374	5	55	491
2030	96,2	373	5	55	489

Fuente: Equipo consultor

Para las regiones se puede ajustar con los Factores de utilización y la Capacidad Efectiva histórica (reportadas por las empresas Transportadoras), además, se determinar de ser necesario el porcentaje de la relación dinámica de transporte histórica en cada ducto principal.

La relación dinámica de transporte se define como el porcentaje de volumen transportado por cada tramo de cada red de oleoductos en el periodo 2015-2020 (periodo histórico), considerando que cada tramo transportó un porcentaje y al final del recorrido de cada red, sumando los porcentajes transportados por cada tramo se alcanza el 100%.

Análisis Proyecciones Tarifas escenarios Bajo y Alto con relación al escenario Base:

La consultoría trabajó y planteó dos escenarios de proyección de volúmenes de crudo a transportar, el primero Bajo y el segundo Alto, en los cuales se pueden calcular los valores de volúmenes en cada oleoducto y tramo correspondiente para la proyección de un nuevo periodo tarifario correspondiente para los años 2023 – 2027.

Los resultados de los escenarios Bajo y Alto se comparan con el escenario Base el cual está conformado con los datos proyectados por las empresas, de donde se concluye lo siguiente:

Las diferencias entre los volúmenes de los escenarios proyectados por las empresas transportadoras y los planteados por la consultoría (alto y bajo), se traducen en tendencias diferentes de comparación de los valores de las tarifas proyectadas en porcentajes importantes y algunos casos desproporcionados.

En sistemas conformados por diferentes tramos, la diferencia de volúmenes proyectados y frecuencia de uso, marcan indicadores importantes que afectan directamente la tendencia del valor de la tarifa entre los escenarios planteados (base y consultoría).

Algunos sistemas presentan desde su inicio valores elevados en la tarifa, que bajo los escenarios analizados continúan con una tendencia al alza. En algunos de esos casos hay variaciones positivas significativas en la proyección, que dan como resultado tarifas tan altas que sería imposible aplicarlas, razón por la cual deben ser acordadas para que este oleoducto tenga uso en el tiempo.

Es importante mencionar que algunos transportadores NO entregaron información de las proyecciones para la determinación del escenario base, razón por la cual única información que se tuvo para el análisis fueron las proyecciones realizadas por el consultor.

SELECCIÓN DE LOS REFERENTES INTERNACIONALES COMPARABLES CON EL MERCADO COLOMBIANO DEL SECTOR TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

Para la selección de los cuatro (4) países como referentes internacionales con Colombia en el sector transporte de crudo por oleoductos en el país, se desarrolló el siguiente procedimiento:

Información de países productores y/o consumidores de crudo.

Se realiza una búsqueda de países identificados y agrupados por una organización reconocida, como la ONU, de la cual hacen parte 193 países, incluidos los productores y consumidores de petróleo.

Como parte de la ONU, se espera que los países cuenten con información confiable y disponible, que pueda ser consultada a través de otras organizaciones reconocidas, como la ONUDI (Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial), la OMC (Organización Mundial del comercio) o, a través de publicaciones de entidades reconocidas como la EIA (U.S.Energy Information Administration) o la *BP Statistical Review of World Energy,* asociadas a distintos tópicos energéticos, entre los que se cuentan informes de producción y consumo de hidrocarburos.

De la consulta de tales entidades, publicaciones u organizaciones, se obtuvo la información requerida para la selección de los países referentes internacionales del sector transporte de crudo por oleoductos.

Criterios de selección de países referentes internacionales

Primer criterio de selección de países referentes: factor r/p y producción de petróleo.

Definido el listado de países, se aplica como primer criterio de selección el conformado por dos aspectos, a saber: el factor R/P y la producción de petróleo de cada país.

a) **Factor R/P**, definido como la relación entre las reservas probadas de petróleo y la producción de petróleo de cada país. Dicho factor R/P representa el número de años que un país tiene de autosuficiencia petrolera, produciendo petróleo a la tasa actual. El Factor R/P de cada uno de los países productores de crudo, se obtuvo de la Revista Estadística de Energía Mundial del 2020, "*BP Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition",* seleccionando únicamente aquellos países cuyo valor del factor R/P es hasta dos (2) veces mayor que el factor R/P de Colombia.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Reservas probadas totales de crudo y Factor R/P 2019

Oil

Total proved reserves

	At end 1999 Thousand million barrels	At end 2009 Thousand million barrels	At end 2018 Thousand million barrels	At end 2019 Thousand million barrels	At end 2019 Thousand million tonnes	At end 2019 Share of total	At end 2019 R/P ratio
Canada	181.6	175.0	170.9	**169.7**	**27.3**	9.8%	82.3
Mexico	21.5	11.9	5.8	**5.8**	**0.8**	0.3%	8.3
US	29.7	30.9	68.9	**68.9**	**8.2**	4.0%	11.1
Total North America	232.8	217.8	245.5	**244.4**	**36.3**	14.1%	27.2
Argentina	3.1	2.5	2.4	**2.4**	**0.3**	0.1%	10.5
Brazil	8.2	12.9	13.4	**12.7**	**1.8**	0.7%	12.1
Colombia	2.3	1.4	1.9	**2.0**	**0.3**	0.1%	6.1
Ecuador	2.6	2.7	1.6	**1.6**	**0.2**	0.1%	8.4
Peru	0.9	1.1	0.9	**0.9**	**0.1**	*	16.5
Trinidad & Tobago	0.8	0.8	0.2	**0.2**	†	*	8.1
Venezuela	76.8	211.2	303.8	**303.8**	**48.0**	17.5%	*
Other S. & Cent. America	1.3	0.8	0.5	**0.5**	**0.1**	*	12.7
Total S. & Cent. America	95.9	233.3	324.7	**324.1**	**50.9**	18.7%	143.8
Denmark	0.9	0.9	0.4	**0.4**	**0.1**	*	11.7
Italy	0.6	0.5	0.6	**0.6**	**0.1**	*	17.0
Norway	10.9	7.1	8.6	**8.5**	**1.1**	0.5%	13.5
Romania	1.2	0.6	0.6	**0.6**	**0.1**	*	22.0
United Kingdom	5.0	2.8	2.7	**2.7**	**0.4**	0.2%	6.6
Other Europe	2.0	2.0	1.6	**1.6**	**0.2**	0.1%	15.0
Total Europe	20.7	14.0	14.6	**14.4**	**1.9**	0.8%	11.6
Azerbaijan	1.2	7.0	7.0	**7.0**	**1.0**	0.4%	24.6
Kazakhstan	5.4	30.0	30.0	**30.0**	**3.9**	1.7%	42.6
Russian Federation	112.1	105.6	107.2	**107.2**	**14.7**	6.2%	25.5
Turkmenistan	0.5	0.6	0.6	**0.6**	**0.1**	*	6.2
Uzbekistan	0.6	0.6	0.6	**0.6**	**0.1**	*	26.3
Other CIS	0.3	0.3	0.3	**0.3**	†	*	17.6
Total CIS	120.1	144.0	145.7	**145.7**	**19.8**	8.4%	27.3
Iran	93.1	137.0	155.6	**155.6**	**21.4**	9.0%	120.6
Iraq	112.5	115.0	145.0	**145.0**	**19.6**	8.4%	83.1
Kuwait	96.5	101.5	101.5	**101.5**	**14.0**	5.9%	92.8
Oman	5.7	5.5	5.4	**5.4**	**0.7**	0.3%	15.2
Qatar	13.1	25.9	25.2	**25.2**	**2.6**	1.5%	36.7
Saudi Arabia	262.8	264.6	297.7	**297.6**	**40.9**	17.2%	68.9
Syria	2.3	2.5	2.5	**2.5**	**0.3**	0.1%	291.2
United Arab Emirates	97.8	97.8	97.8	**97.8**	**13.0**	5.6%	67.0
Yemen	1.9	3.0	3.0	**3.0**	**0.4**	0.2%	84.2
Other Middle East	0.2	0.3	0.2	**0.2**	†	*	2.6
Total Middle East	685.8	753.1	833.9	**833.8**	**112.9**	48.1%	75.3
Algeria	11.3	12.2	12.2	**12.2**	**1.5**	0.7%	22.5
Angola	5.1	9.5	8.2	**8.2**	**1.1**	0.5%	15.8
Chad	–	1.5	1.5	**1.5**	**0.2**	0.1%	32.4
Republic of Congo	1.7	2.0	3.0	**3.0**	**0.4**	0.2%	24.1
Egypt	3.8	4.4	3.1	**3.1**	**0.4**	0.2%	12.3
Equatorial Guinea	0.6	1.7	1.1	**1.1**	**0.1**	0.1%	16.7
Gabon	2.6	2.0	2.0	**2.0**	**0.3**	0.1%	25.1
Libya	29.5	46.4	48.4	**48.4**	**6.3**	2.8%	107.9
Nigeria	29.0	37.2	37.0	**37.0**	**5.0**	2.1%	48.0
South Sudan	n/a	n/a	3.5	**3.5**	**0.5**	0.2%	69.1
Sudan	0.3	5.0	1.5	**1.5**	**0.2**	0.1%	40.2
Tunisia	0.3	0.4	0.4	**0.4**	**0.1**	*	23.2
Other Africa	0.7	0.6	3.9	**3.9**	**0.5**	0.2%	33.8
Total Africa	84.7	123.0	125.7	**125.7**	**16.6**	7.2%	41.0
Australia	4.7	4.1	2.4	**2.4**	**0.3**	0.1%	13.4
Brunei	1.3	1.1	1.1	**1.1**	**0.1**	0.1%	24.8
China	15.1	21.6	26.2	**26.2**	**3.6**	1.5%	18.7
India	5.0	5.8	4.5	**4.7**	**0.6**	0.3%	15.5
Indonesia	5.2	4.3	3.2	**2.5**	**0.3**	0.1%	8.7
Malaysia	2.1	3.6	2.8	**2.8**	**0.4**	0.2%	11.9
Thailand	0.4	0.4	0.3	**0.3**	†	*	1.7
Vietnam	1.8	4.5	4.4	**4.4**	**0.6**	0.3%	51.0
Other Asia Pacific	1.4	1.1	1.2	**1.4**	**0.2**	0.1%	16.3
Total Asia Pacific	37.0	46.6	46.0	**45.7**	**6.1**	2.6%	16.4
Total World	**1277.1**	**1531.8**	**1735.9**	**1733.9**	**244.6**	**100.0%**	**49.9**

Fuente: BP Statiscal Review World Energy 2020.

De la condición de contar con un factor R/P que sea hasta 2 veces mayor a 6.3 (R/P de Colombia) se obtiene una selección de 11 países, como se aprecia en la siguiente tabla:

Países seleccionados, criterio R/P

*PAISES PRODUCTORES DE PETRÓLEO	*FACTOR RESERVAS / PRODUCCIÓN (R/P) EN 2019
Colombia	6.1
Argentina	10.5
Brasil	12.1
Dinamarca	11.7
Ecuador	8.4
Estados Unidos	11.1
Indonesia	8.7
Malasya	11.9
México	8.3
Reino Unido	6.6
Trinidad y Tobago	8.1
Turkmenistan	6.2

Fuente: BP Statiscal Review World Energy 2020,

Se precisa que para el proceso de selección de los países referentes internacionales utilizó como fuente la "BP Statistical Review world Energy" y según esta fuente el valor R/P 6.1 años, a diferencia del valor reportado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que corresponde a 6.3 años.

b) Producción de crudo. A partir de los países seleccionados que cumplen con la condición descrita, se seleccionan seguidamente los países cuya producción supera los 443 BPD, valor que corresponde a la mitad de la producción promedio de petróleo de Colombia en 2019, obteniéndose los ocho (8) países que se muestran

Selección de países aplicado el primer criterio (R/P y producción)

REFERENTES INTERNACIONALES	FACTOR R/P (AÑOS) A 2019	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, PROMEDIO 2019 (BPD)
Colombia	6.3	886
Reino Unido	6.6	620
México	8.3	2877
Ecuador	8.4	531
Indonesia	8.7	17045
Argentina	10.5	781
USA	11.1	651
Malasya	11.9	1918
Brasil	12.1	1118

Fuente: "*BP Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition*"

Seguidamente, los factores R/P de los países relacionados en la tabla anterior, se ordenan de menor a mayor y se asigna a cada país un puntaje entre 1 y 8, de acuerdo con la posición que ocupan, otorgando el mayor puntaje (8) al país con factor (R/P) más cercano al de Colombia y el menor valor al país con factor R/P más alejado de Colombia, como se muestra a continuación:

Valores del factor R/P y Puntaje asignado a Primer Criterio de selección

PAÍSES REFERENTES	FACTOR R/P A 2019	*PUNTAJE ASIGNADO
Colombia	6.1	----------
Reino Unido	6.6	8
México	8.3	7
Ecuador	8.4	6
Indonesia	8.7	5
Argentina	10.5	4
USA	11.1	3
Malasya	11.9	2
Brasil	12.1	1

Fuente: Factor R/P "*BP Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition*"
Puntaje asignado*, *determinado por el Consultor

Segundo criterio de selección de países referentes: diferencia (producción – consumo) de petróleo de cada país.

Para la aplicación de este criterio se toma la información correspondiente a la producción y consumo de crudo de los países seleccionados, de las tablas *"oil production in thousands of barrels per day"* y "*oil comsuption in thousands of barrels per day*" de la mencionada fuente "*Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition".* A partir de esta información, el Consultor calcula las diferencias entre la producción y el consumo para cada país, y traslada estas diferencias a la columna de la tabla que se muestra a continuación:

Factor R/P, Producción y Consumo de petróleo

	*PAISES PRODUCTORES DE PETRÓLEO	*FACTOR RESERVAS / PRODUCCIÓN (R/P) EN 2019	*PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN 2019 (KBPD)	*CONSUMO DE PETRÓLEO EN 2019, (KBPD)	**DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN - CONSUMO DE PETRÓLEO (KBPD)
	Colombia	6.1	886	347	539
1	**Argentina**	10.5	620	599	21
2	**Brasil**	12.1	2877	2398	479
3	**Ecuador**	8.4	531	249	282
4	**Estados Unidos**	11.1	17045	19400	-2355
5	**Indonesia**	8.7	781	1732	-951
6	**Malasya**	11.9	651	829	-178
7	**México**	8.3	1918	1733	185
8	**Reino Unido**	6.6	1118	1545	-427

Fuente: Factor R/P "*BP Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition*"

Seguidamente, se ordenan de mayor a menor las diferencias encontradas de producción - consumo, para determinar los valores más próximos a la diferencia de producción - consumo de Colombia y se les asigna un puntaje de 1 a 8, de acuerdo con la posición que ocupan por su cercanía a la diferencia de tales parámetros para Colombia. De esta manera, se obtiene la siguiente tabla:

Valores Diferencia de Producción –Consumo y Puntaje asignado a Segundo Criterio de selección

PAÍSES REFERENTES	DIFERENCIA PRODUCCIÓN – CONSUMO (BPD)	*PUNTAJE ASIGNADO
Colombia	539	----------
Brasil	479	8
Ecuador	282	7
México	185	6
Argentina	21	5
Malasya	-178	4
Reino Unido	-427	3
Indonesia	-951	2
Estados Unidos	-2355	1

Fuente: Diferencia producción-consumo calculada por el Consultor (a partir de datos obtenidos de la BP Statistical Review of World Energy 2020_69 th Edition". *Puntaje asignado, determinado por el Consultor

Tercer criterio de selección de países referentes: producto interno bruto (pib)

El tercer criterio aplicado a los países seleccionados corresponde al PIB de cada país, con el objetivo de determinar los valores del PIB más cercanos al valor del PIB de Colombia. Para ello se obtuvieron los valores PIB de la página del Banco Mundial indicada enseguida.

https://datos.bancomundial.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD

Seguidamente, se ordenan los PIB, por su menor diferencia de valor frente al PIB de Colombia y se les asigna un puntaje de 1 a 8, de acuerdo con la posición que ocupan, asignando el mayor puntaje al país cuyo PIB es el más cercano al PIB de Colombia y el menor puntaje al país cuyo PIB es el más distante del valor PIB de Colombia. De esta manera, se obtiene la siguiente tabla:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Valores PIB y Puntaje Asignado a Tercer criterio de selección

PAÍSES REFERENTES	PIB (MILLONES DE DÓLARES DE 2019)	*PUNTAJE ASIGNADO
Colombia	323,802.80	
Malasya	364,701.50	8
Argentina	449,663.40	7
Ecuador	107,435.60	6
Indonesia	1,119,190.70	5
México	1,258,286.70	4
Brasil	1,839,758.00	3
Reino Unido	2,827,113.10	2
Estados unidos	21,374,418.80	1

Fuente: PIB, Banco Mundial, https://datos.bancomundial.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD
Puntaje asignado, determinado por el Consultor

Posteriormente, el Consultor construye una tabla en la que se relacionan los valores asignados a cada país, para cada uno de los criterios aplicados, generando la tabla comparativa de los referentes internacionales seleccionados:

Clasificación de referentes, según puntajes asignados a criterios de selección

PAIS REFERENTE	PUNTAJE PRIMER CRITERIO	PUNTAJE SEGUNDO CRITERIO	PUNTAJE TERCER CRITERIO	TOTAL PUNTAJE DE CRITERIOS APLICADOS
Ecuador	6	6	7	19.00
México	7	4	6	17.00
Argentina	4	7	5	16.00
Malasya	2	8	4	14.00
Reino Unido	8	2	3	13.00
Brasil	1	3	8	12.00
Indonesia	5	5	2	12.00
Estados Unidos	3	1	1	5.00

Fuente: Equipo Consultor

Análisis de los países seleccionados como referentes internacionales y propuesta de la consultoría.

La Consultoría considera que bajo los criterios aplicados, asociados a las reservas, producción y consumo de petróleo, así como del PIB reflejo de la capacidad económica de los países, los resultados obtenidos dan cuenta de que Ecuador, México, Argentina y Malasia, son países comparables a Colombia en el sector transporte de crudo por oleoductos, y, por consiguiente, pueden ser caracterizados bajo los criterios establecidos por el Ministerio de Minas y Energía, a saber: la regulación, la definición de tarifas, los balances de línea y la organización del transporte de crudo por oleoductos, con el propósito señalado por dicha entidad de *"identificar oportunidades de mejora y buenas prácticas a adoptar en el mercado colombiano"*.

No obstante, se considera que existen otros aspectos a evaluar, como lo son la infraestructura de oleoductos, el avance regulatorio y el desarrollo industrial, en especial para analizar la posibilidad de realizar una comparación de Colombia, no sólo frente a sus países más semejantes (como lo son Ecuador y México, que obtuvieron el mayor puntaje), en términos de producción consumo, reservas y capacidad económica Colombia, sino frente a países con un mayor nivel de desarrollo en los aspectos atinentes a su sistema de oleoductos, a su regulación y a su desarrollo industrial.

Análisis de la infraestructura

Respecto del sistema de oleoductos de los países seleccionados, su longitud es la siguiente:

Malasya es del orden de 31 km,
Ecuador cuenta con 982 km (oleoductos SOTE y OCP)
Argentina con 3.000 km (oleoductos troncales) y
México con 5.217 km (48 oleoductos).

De lo anterior, dada la mínima infraestructura del sistema de oleoductos de Malasya, muy inferior a 6.100 km de Colombia, se genera la necesidad de reconsiderar a este país como uno de los referentes comparables con el sector transporte de hidrocarburos de Colombia.

Análisis de desarrollo industrial y regulatorio

De los países preseleccionados, se considera que con excepción de México, los demás países no cuentan con el desarrollo industrial o el avance regulatorio que supere ampliamente a Colombia, como lo son otros países, tales como Estados Unidos o Canadá.

Propuesta de la consultoría

Con base en lo expuesto, en concordancia con lo anterior, la consultoría propone al Ministerio considerar la posibilidad de que los países Malasia y Argentina sean

reemplazados por países desarrollados como Canadá o Estados Unidos, cuya infraestructura de sistemas de oleoductos, sus reservas y producción de petróleo, su avance normativo – regulatorio y su desarrollo económico, financiero sea considerablemente superior en estos aspectos a Colombia, que permita igualmente identificar oportunidades de mejora y buenas prácticas para el país.

En concordancia con lo anterior, la Consultoría propone al Ministerio de Minas y Energía, que los países referentes internacionales a ser comparados con el sector transporte de crudo por oleoductos sean Ecuador, México, Estados Unidos y Canadá.

Resultado de la selección

Analizada la metodología utilizada por el equipo consultor, los resultados obtenidos y la propuesta final del consultor, el Ministerio de Minas y Energía, previos comentarios acerca de la necesidad de comparar a Colombia, no sólo con países que cuenten con una infraestructura similar y una capacidad económica y avance regulatorio similar a Colombia, sino compararlo con países desarrollados, que cuenten con una infraestructura muy superior a la de Colombia, aprueba que dichos países sean en su orden los siguientes:

1. Ecuador
2. México
3. Canadá
4. Estados Unidos

Comparación del mercado colombiano con cuatro (4) referentes internacionales

Seleccionados los países referentes internacionales, se procede a realizar la comparación de Colombia frente a dichos países, en los aspectos referidos por el Ministerio de Minas y Energía, en las obligaciones específicas del contrato, a saber: en el llenado de línea, en los aspectos regulatorios, de tarifas y de organización del mercado de transporte de crudo por oleoductos.

Se precisa que, conforme a lo requerido en el producto 2 se incluyen los aspectos asociados al balance de línea y a la organización del mercado, a su vez relacionados con el análisis de la razón producción / volumen transportado, además de las reservas, el factor R/P y el valor de la cadena de hidrocarburos, el balance de importaciones y exportaciones de crudo entre otros aspectos.

- MÉXICO

PEMEX es el principal operador del sistema de oleoductos en México, sistema que une en red a los principales centros de producción con las refinerías nacionales y los terminales de exportación de hidrocarburos.

- Análisis operativo

a) Balance de Línea y Caracterización del País.

El análisis del balance de línea entre lo que produce el país y lo que está transportando por oleoductos, proporciona el indicativo del factor de la utilización de la infraestructura de transporte y por tanto el desempeño operativo volumétrico del mismo.

Para el caso específico de México, se ha de tener en cuenta que este país es uno de los miembros de la OPEP+[33] lo que ocasiona que, bajo condiciones especiales, como la actual ocasionada por la pandemia del COVID 19, pueda contribuir a reducir la producción de crudo, con el objetivo de mejorar los precios del petróleo a nivel mundial, buscando aumentar los precios del crudo y generando que los valores de producción dados varíen en el corto plazo.

La producción de petróleo en México es la número 11 a nivel mundial y la 4 en América (después de EE.UU., Canadá y Brasil), con una producción de 1.813.000 barriles promedio por día, para el año 2018[34], de los cuales 1.184.000 barriles diarios se exportan.

A nivel de industria Petroquímica, México cuenta con seis (6) refinerías que se encargan de producir cerca de 500 mil toneladas por año de productos derivados del petróleo, cinco de estas refinerías se encuentran en estados sobre el Golfo de México, siendo Salina Cruz la única con costas sobre el Pacifico.

Por otra parte, se tiene que, de acuerdo con el Anuario estadístico de Pemex en 2019, México cuenta con más de 5.200 kilómetros de oleoductos, estos se encargan de transportar parte del crudo producido en los 325 campos productores con alrededor de 7400 pozos y 275 plataformas marinas.

De acuerdo con los datos anteriores, se podría esperar que la ocupación de los oleoductos fuese alta, sin embargo, con base en la información reportada por PEMEX, sólo un poco más de 255 millones de barriles se transportaron por los ductos durante el año 2018; lo que equivale a 700 KBPD.

A pesar de la cifra anterior, para unir los puntos de producción con las facilidades desarrolladas para almacenar, refinar y exportar, México ha estructurado 27 sistemas de transporte de crudo a lo largo del país, de los cuales hay 10 sistemas troncales que integran la mayoría de los de oleoductos. Los 10 sistemas de transporte de petróleo más

---

[33] *Organización de Países Exportadores de Petróleo, más los siguientes países: Sudan, México, Noruega, Rusia, Kazajistán, Omán y Egipto.*

[34] *Anuario estadístico 2018. PEMEX.*

representativos son los que se enuncian a continuación y se muestran en la siguiente gráfica:

Oleoducto 24" Madero-Cadereyta Línea 1
Oleoducto 24" Madero-Cadereyta Línea 2
Oleoducto 24" Nuevo Teapa- Minatitlan
Oleoducto 24" Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero
Oleoducto 24-16" Poza Rica- Salamanca
Oleoducto 30" - 24" / 20" Nuevo Teapa- Poza Rica-Madero
Oleoducto 30" Nuevo Teapa-Ref. Salina Cruz
Oleoducto 30"-24"/20" Nuevo Teapa-Tula Salamanca
Oleoducto 48" Nuevo Teapa-Ref. Salina Cruz
Oleoducto 48" Ref. Salina Cruz-T.M. Salina Cruz (Cabezal de Playa)

Sistema oleoductos de México

Fuente: EIA - https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX

Los volúmenes transportados por el sistema de oleoductos no llegan al 40% de la producción total, en la tabla siguiente se puede observar los valores de capacidades de los oleoductos.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Capacidad en KBPD de los Principales Oleoductos en México

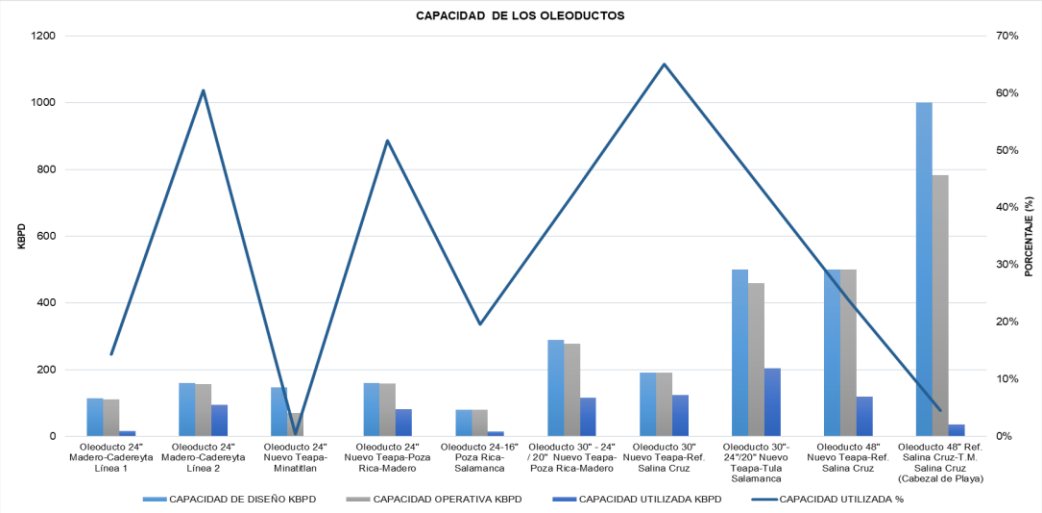
CAPACIDAD KBPD							CARACTERISTICAS	
NUMERO	TRAYECTO	CAPACIDAD DE DISEÑO KBPD	CAPACIDAD OPERATIVA KBPD	CAPACIDAD UTILIZADA KBPD	FACTOR DE SERVICIO %	CAPACIDAD UTILIZADA %	LONGITUD (Kilometros)	DIÁMETRO (PULGADAS)
1	Oleoducto 24" Madero-Cadereyta Línea 1	115	112	16,043	97%	14%	472,030	24,000
2	Oleoducto 24" Madero-Cadereyta Línea 2	160	157	94,909	98%	60%	504,133	24,000
3	Oleoducto 24" Nuevo Teapa-Minatitlan	148	70	0,325	47%	0%	25,148	24,000
4	Oleoducto 24" Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero	160	159	82,209	99%	52%	736,413	24,000
5	Oleoducto 24-16" Poza Rica-Salamanca	81	80	15,682	99%	20%	442,821	24,000
6	Oleoducto 30" - 24" / 20" Nuevo Teapa-Poza Rica-Madero	290	278	116,984	96%	42%	220,237	30,000
7	Oleoducto 30" Nuevo Teapa-Ref. Salina Cruz	191	191	124,32	100%	65%	297,340	30,000
8	Oleoducto 30"-24"/20" Nuevo Teapa-Tula Salamanca	500	460	204,616	92%	44%	628,895	30,000
9	Oleoducto 48" Nuevo Teapa-Ref. Salina Cruz	500	500	119,673	100%	24%	262,496	48,000
10	Oleoducto 48" Ref. Salina Cruz-T.M. Salina Cruz (Cabezal de Playa)	1000	783	35,571	78%	5%	24,864	48,000
					90,7%	**32,7%**	**3614,38**	

Fuente: Equipo Consultor con datos de anuario estadístico 2018 PEMEX

Como se observa ninguno de los oleoductos alcanza una capacidad de utilización superior al 65%, siendo el oleoducto “Oleoducto 30" Nuevo Teapa-Ref. Salina Cruz” el que mayor ocupación presenta; por el lado contrario el oleoducto “Oleoducto 24" Nuevo Teapa-Minatitlan” alcanza el 0,5%, mostrando un muy bajo desempeño operativo del oleoducto. En promedio la capacidad de ocupación de los oleoductos en México llega al 32,7%. A continuación se muestra el comportamiento de las capacidades mencionadas.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Capacidad de los Oleoductos en México



Fuente: Equipo consultor con datos del Anuario Estadístico 2018 PEMEX.

Con base en los datos obtenidos del Anuario Estadístico 2018 de PEMEX, se observa que la producción mexicana es sobresaliente para los países de la región, sin embargo, a pesar de las inversiones altas en infraestructura de transporte, los oleoductos no son el medio más utilizado para hacer llegar el crudo a los centros de refinación, almacenamiento y/o exportación. A continuación se muestra lo producido y lo transportado por oleoductos se puede observar en la siguiente tabla.

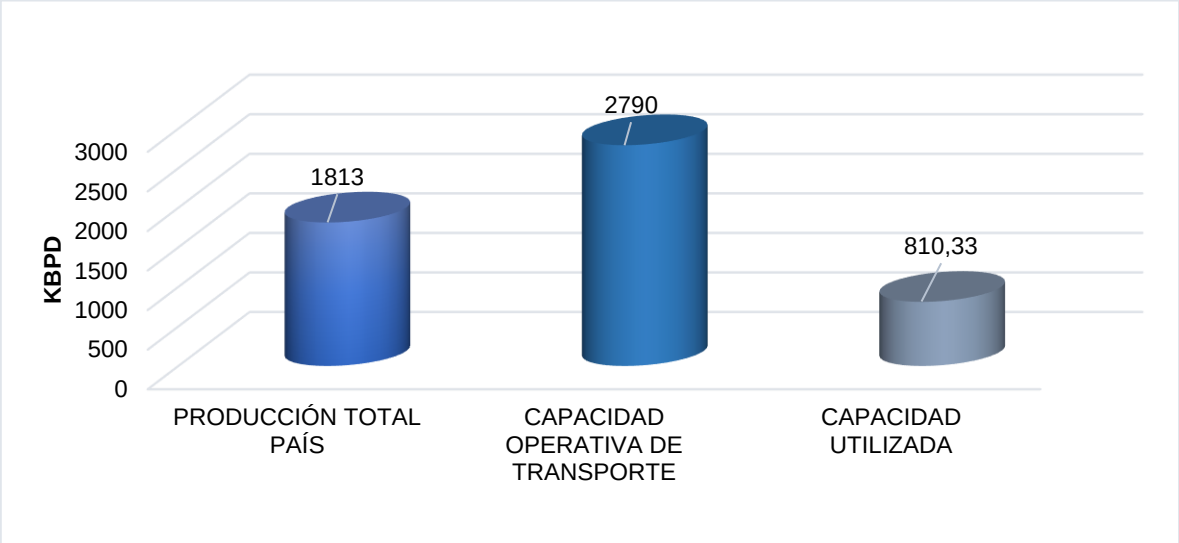
Producción Vs capacidad operativa y utilizada de los oleoductos en México

PRODUCCIÓN Vs CAPACIDADES (KBPO)	
VARIABLE	**KBPD**
PRODUCCIÓN TOTAL PAÍS	1813
CAPACIDAD OPERATIVA DE TRANSPORTE DE PRINCIPALES DUCTOS	2790
CAPACIDAD UTILIZADA	810,33

Fuente: Equipo consultor con datos de Anuario Estadístico 2018 de PEMEX.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Producción Vs capacidad operativa y utilizada



Fuente: Equipo consultor con datos de Anuario Estadístico 2018 de PEMEX.

De acuerdo con la gráfica, el desempeño operativo volumétrico del transporte de petróleo por oleoducto es bajo, aunque no hay un valor numérico específico que determine la escala con la cual se pueda decir si es alta o baja, el hecho de alcanzar un 45% del total de la producción es un valor que merece un análisis mucho más detallado.

b) Comparativo entre Colombia y México

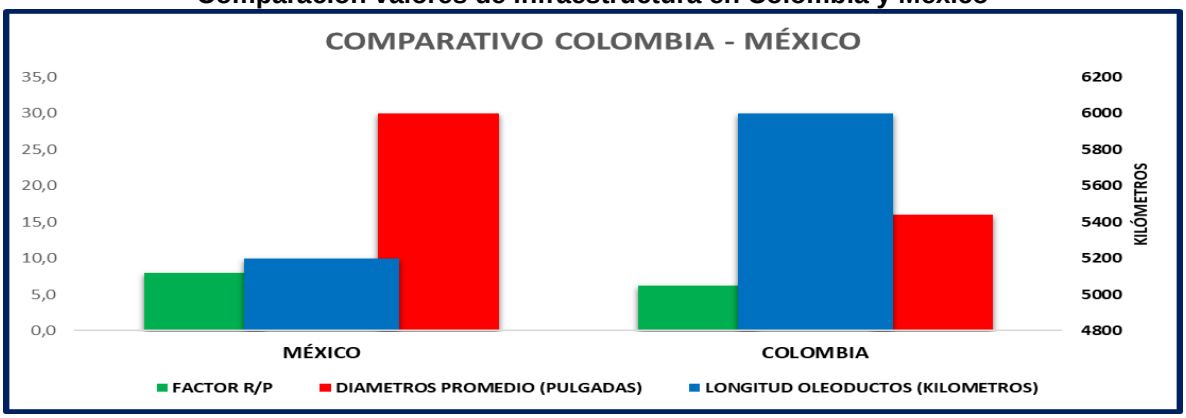
Es notoria la diferencia entre los dos países en materia de hidrocarburos, sin embargo, en aras de identificar las ventajas o desventajas de los sistemas de transporte de petróleo por ductos, se muestran a continuación algunos indicadores que permiten crear juicios y de esta forma, buscar alternativas para desarrollar la nueva metodología para determinar la tarifa de transporte de crudo por oleoducto en Colombia.

En primer lugar, se aprecia de acuerdo con los datos oficiales que el factor R/P en Colombia es de 6,3 años, mientras en México es de 8 años, estos son valores que no representan autonomía a largo plazo para ninguno de los dos países; se observa una posición más solvente en México.

En lo que tiene que ver con las características de los oleoductos, Colombia presenta una longitud total de los oleoductos mayor a la de México, eso debido a que los grandes pozos productores en Colombia se encuentran en los Llanos Orientales, distantes de los puertos de exportación y de los centros de refinación. Situación muy diferente se aprecia en México, donde las refinerías y los puertos de cargue de crudo para exportación están concentrados en la costa este, y al sur del país.

Contrastando con lo expuesto anteriormente, los ductos de México presentan un promedio, para la muestra de las 10 troncales, de 30 pulgadas de diámetro, diferente a Colombia donde es fácil encontrar oleoductos de 8 e incluso de 6 y 4 pulgadas de diámetro. Se presenta la gráfica que relaciona algunos indicadores de los dos países

Comparación valores de infraestructura en Colombia y México

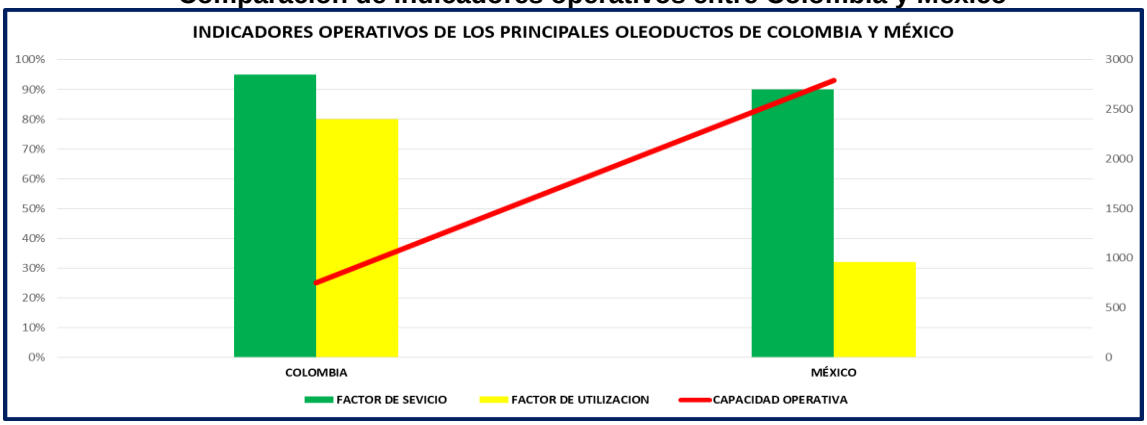


Fuente: Equipo Consultor.

En lo concerniente al indicador de factor de servicio se tiene que Colombia presenta un promedio del 95% aproximadamente, siendo mayor que el indicador visto en México. Igual sucede con el factor de utilización de los oleoductos; en Colombia los oleoductos principales son usados en un mayor porcentaje (80% aproximadamente), cifra que supera 2.5 veces el 32% de México.

Se hace claridad que hay oleoductos que son los encargados de transportar el crudo desde los pozos hasta los nodos grandes que poseen estaciones de almacenamiento, de bombeo y/o de medición. Desde estos nodos se transporta el crudo hasta los puertos de exportación; en México se tiene una mayor capacidad instalada, aunque no aprovechada.

Comparación de indicadores operativos entre Colombia y México



Fuente. Equipo Consultor.

Para concluir se puede afirmar que México ha desarrollado una infraestructura mayor, acorde a su producción, sin embargo, los indicadores y los informes anuales de Pemex, dejan ver que no ha sido aprovechada.

De acuerdo con el objetivo del proyecto, desde el punto de vista técnico se puede afirmar que el desempeño operativo de la industria petrolera mexicana es deficiente, con probabilidades de ser mejorado, dada justamente la capacidad efectiva total de los tubos. Es claro que el desempeño operativo se entiende como la relación de la producción país de crudo contra el volumen transportado por oleoducto.

c) Costo de levantamiento

Los valores que se muestran fueron informados el pasado 18 de marzo de 2020, por el director general de la empresa, Octavio Romero Oropeza, durante la celebración del 82 aniversario de la Expropiación Petrolera en la Ciudad de México.

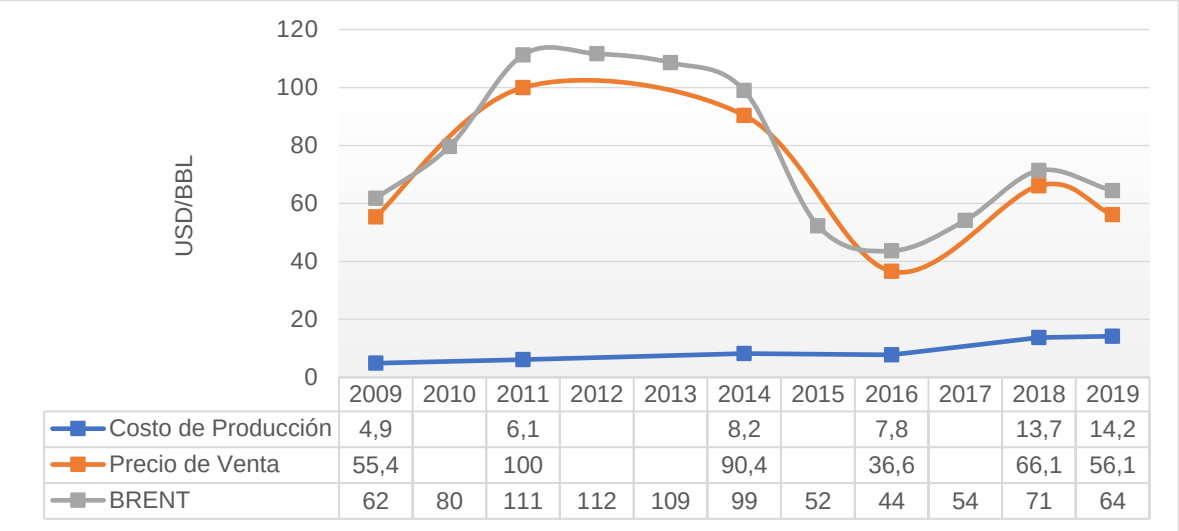
Según se informa por parte de El Economista, hay otros campos con costos muy menores [por debajo del promedio ponderado que se muestra en la gráfica], como los nuevos campos petroleros marinos y terrestres entre los que se encuentran Teekit, Ixachi y Mulach, cuyo costo es de 4.8 dólares por barril. [35] En la gráfica siguiente se observa la evolución de los costos promedio de producción del petróleo en México, comparado con el precio de venta y el precio del barril de referencia BRENT[36].

[35] https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Pemex-costo-promedio-de-extraccion-de-barril-de-crudo-es-de-14.2-dolares-20200319-0018.html

[36] https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRTE&f=M

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Costo de Producción Promedio de Petróleo Crudo y Precio de Venta de la Mezcla Mexicana Vs BRENT



	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Costo de Producción	4,9		6,1			8,2		7,8		13,7	14,2
Precio de Venta	55,4		100			90,4		36,6		66,1	56,1
BRENT	62	80	111	112	109	99	52	44	54	71	64

Fuente: https://www.eleconomista.com.mx/[37] & EIA

* Monto no incluye impuestos

Según lo muestra la gráfica, entre 2009 y 2019, el costo promedio de producción pasó de 4,9 a 14,2 USD/Bbl es decir un incremento de 190%.

De otra parte, en Colombia, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) señala que el promedio nacional, ponderado por el volumen de producción, se ubica entre 20 – 25 USD/Bbl y aclara que *"las empresas que representan el 80% de la producción actual en Colombia tienen costos de operación que, dependiendo del tipo de crudo y de la ubicación, varía entre 17 USD/Bbl y 33 USD/Bbl. Este costo incluye levantamiento ("lifting"), dilución y transporte, de crudos livianos y pesados. Para el caso de los crudos pesados los costos de diluyente pueden llegar a representar cerca del 30% de los costos de operación.[38]"*

El valor promedio de costos de producción (entre 20 y 25 USD/Bbl) que señala la ACP supera en 6 a 11 USD/Bbl a los costos de México, según cifras reportadas por PEMEX, es decir que los costos están entre el 43% y 79% por encima del valor reportado en México para 2019.

---

37 Idem

38 https://acp.com.co/web2017/es/informes/681-informe-economico-doble-crisis-covid-19-y-guerra-de-precios-del-petroleo-impacto-para-colombia-y-el-sector-de-hidrocarburos/file

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

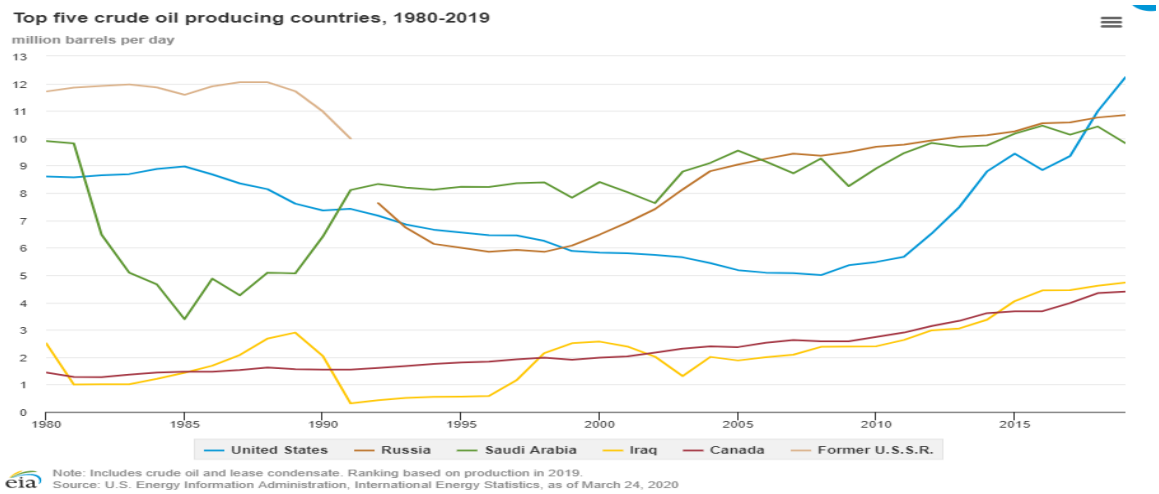
❖ ESTADOS UNIDOS

- Análisis operativo

a) Balance de Línea y Caracterización del País

Estados Unidos es el mayor productor de petróleo en el mundo. La producción llega a más de 15 millones de barriles por día, con 3 millones de barriles más que Rusia y Arabia Saudita. Esto se ha evidenciado en los últimos dos años.

Países productores de crudo en el mundo



Fuente: eia.gov

Como se observa en la gráfica el aumento en la producción de petróleo en Estados Unidos se ha dado desde finales de la primera década del siglo XXI, y a partir de 2018 se ha convertido en el mayor productor de crudo en el mundo. Las reservas probadas de petróleo están en el orden de 1.400.000 Mbbl para el 2 de octubre de 2020, muy cerca del máximo registrado en julio de 2020 de 1.461.620 Mbbl.

Sin embargo, pese a estos datos que a simple vista parecen suficientes, Estados Unidos es un importador de petróleo. Para el año 2019 y lo que va de 2020 se importaron en promedio seis millones de barriles por día. No necesariamente las importaciones de crudo son para suplir necesidades internas, algunas empresas importan para refinar y vender producto terminado, o para almacenar a la espera de mejores precios y luego vender dentro o fuera del país.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

En lo que tiene que ver con la refinación de petróleo, se tiene que hay en Estados Unidos 135 refinerías, las cuales tienen una capacidad de refinación de 18.976.065 barriles diarios. De acuerdo con la AIE, el factor de utilización de las refinerías es del 79,6%[39].

Referente al transporte de crudo por oleoductos, se debe aclarar que los Estados Unidos están divididos en Distritos de la Administración de Petróleo para la Defensa (PADD). Los distritos están comunicados entre sí por sistemas de oleoductos que mantienen el suministro constante entre estos PADD. Los PADD son:

1. PADD 1: East Coast
2. PADD 2: Midwest
3. PADD 3: Gulf Coast
4. PADD 4: Rocky Mountain
5. PADD 5: West Coast

También es importante mencionar que los ductos en Estados Unidos se utilizan mayoritariamente para transporte de refinados, siendo el ferrocarril y transporte por agua, otros medios utilizados para el transporte de crudo. A continuación, se muestran las cantidades de crudo transportadas entre los PADD, en función de los medios de transporte.

Transporte de Crudo entre PADD

MOVIMIENTOS DE PETROLEO ENTRE PADD JULIO 2020 (Mbl)					
		OLEODUCTO		TREN	BARCAZA
DESDE	PARA	PETROLEO	REFINADOS	PETROLEO	PETROLEO
DE PADD 1	A PADD 2	171,00	17.464,00	1.732,00	361,00
	A PADD 3	33,00	-		143,00
DE PADD 2	A PADD 1	276,00	7.765,00		1.586,00
	A PADD 3	43.611,00	30.483,00		1.838,00
	A PADD 4	5.566,00	7.221,00		
DE PADD 3	A PADD 1	123,00	72.569,00		21.772,00
	A PADD 2	16.498,00	14.905,00	-	1.856,00
	A PADD 4	-	-	173,00	
	A PADD 5	-	4.494,00		260,00
DE PADD 4	A PADD 1	-	-		
	A PADD 2	25.194,00	13.358,00	-	
	A PADD 3	300,00	4.470,00		
	A PADD 5	-	1.694,00		
DE PADD 5	A PADD 2	-	-	3.894,00	
	A PADD 3	-	-	248,00	
	A PADD 4	-	-		
TOTAL		91.772,00	174.423,00	6.047,00	27.816,00
PROMEDIO DIARIO		2.960,39	5.626,55	195,06	897,29

Fuente. Equipo Consultor con información de EIA

39 https://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2020/200624/includes/analysis_print.php

Se evidencia en la tabla anterior que el 35% del transporte por oleoducto entre PADD es para petróleo, si se suman los otros medios de transporte, se estima que solo el 30% del crudo se transporta por oleoductos[40].

Si la relación se hace sólo en transporte de crudo la proporción de transporte entre PADD es de73% por oleoducto y el 27% restante por otros medios[41], como se muestra en la gráfica 165.

Gráfica 1. Transporte de crudo entre PADD, en función de sistema de transporte

Fuente: elaborado equipo consultor con información EIA

En la actualidad se considera que hay alrededor de 130.000 kilómetros de redes de oleoductos, que hacen parte de los cerca de 350.000 kilómetros de tubos dedicados al transporte de petróleo y sus refinados; listar todos los oleoductos, es tarea difícil, pero se entrega un listado de algunos de los más importantes oleoductos del país.

40 https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_MOVE_PIPE_A_EPC0_LMV_MBBL_A.htm

41 https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_ptb_a_EP00_TNR_mbbl_m.htm

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Oleoductos de Estados Unidos

OLEODUCTOS DE ESTADOS UNIDOS					
OLEODUCTO	LONGITUD Km.	CAPACIDAD KBPD	INICIO	FIN	OBSERVACIONES
ALBERTA CLIPPER	1607	450	HARDISTY, ALBERTA	SUPERIOR, WINSCONSIN	
DE LA CUENCA	836	450	PERMIAN BASI, TEXAS	CUSHIN, OLAHOMA	
BRIDGETEX	643	278	COLORADO CITY, TEXAS	CIUDAD DE TEXAS	
CACTUS	500	200	McCAMEY, TEXAS	GARDENDALE, TEXAS	
CAPLINE	1045	1200	ST. JAMES LOUISIANA	PAKOTA OIL TERMINAL IILINOIS	
CENTURION	4424	350	SURESTE NUEVO MEXICO	CUSHING OKLAHOMA	
COLD LAKE TRAMO OESTE	240	200	COLD LAKE	EDMONTON	
COLD LAKE TRAMO SYR	415	235	COLD LAKE	HARDISTY	
CRANE TO HOUSTON		225	CRANE, TEXAS	ESTE DE HOSUTON, TEXAS	
CUENCA DELAWARE	210	120	CONDADO DE REEVES, TEXAS	CONDADO LOVING, TEXAS	
DELTA CRUDE		300	MAIN PASS 69	COSTA LOUISIANA	OFFSHORE
DOBLE H	785	100	DORE, DAKOTA DEL NORTE	GUERNSEY, WYOMING	
DOUBLE EAGLE	225	100	TEXAS	CORPUS CHRISTY TEXAS	
EAGLEBINE EXPRESS		60	EAGLEBINE	NEDERLAND, TEXAS	
EAGLE FORD JV	281	210	GARDENDALE	CORPUS CHRISTY TEXAS	
SISTEMA EXPRESS	1263	280	ALBERTA, CANADÁ	CASPER WYOMING	
FLANAGAN - CUSHING	970	585	FLANAGAN, ILLINOIS	CUSHING, OKLAHOMA	
FREEDOM	1650	300	WINK-MIDLAND, TEXAS	PENTLAND, CALIFORNIA	
FRONTIER		65	CASPER WYOMING	SALK LATE CITY, UTAH	
GLAS MOUNTAIN	338	140	CONDADO DE WOODS, OKLAHOMA	CUSHIN, OKLAHOMA	
GRAND MESA	880	200	WELD, COLORADO	CUSHING , OKLAHOMA	
GREAT SALT PLANIS	185	20	CHEROKEE, OKLAHOMA	CUSHING, OKLAHOMA	
HAIG PRAIRIE	724	150	WILLISTON BASIN, DAKOTA DEL NORTE	CLEARBROOK, MINNESOTA	
HIGH PLAINS				REFINERIA MANDAGAN	RECOGE CRUDO DE VARIOS SISTEMAS
HOUMA A HOUSTON	563	620	HOUMA, LOUISIANA	HOUSTON, TEXAS	
KANSAS EXPRESS			CENTRO SUR DE KANSAS	CUSHING, OKLAHOMA	
KEYSTONE	3461	500	HARDISTY, ALBERTA	CUSHING, OKLAHOMA	
KMCC	286	300	EAGLE FORD SHALE	CANAL DE NAVEGACION DEL HOSTON	
LAKEHEAD	3057	1650	NECHE, ND	MARYSVILLE, MICHIGAN	
MID VALLEY	1570	240	LONGVIEW, TXAS	SAMARIA, MICHIGAN	
MINNESOTA	490		CLEARWATER, MINNESOTA	DAKOTA, MINNESOTA	
CRUDO DE CAL DE MISSISSIPI	281	175	NORTE DE OKLAHOMA	CUSHING, OKLAHOMA	
ENBRIDGE, DAKOTA DEL NORTE	700	145	WILLISTON BASIN, DAKOTA DEL NORTE	CLEARBROOK, MINNESOTA	
PEGASUS	1380	90	PATOKA OIL TERMINAL HUB, IILINOIS	NEDERLAND, TEXAS	
PREMIAN EXPRESS	490	150	WICHITA FALLS, TXAS	BEAUMOSNT, TEXAS	
CRUDE PLATTE	1450	150	CASPER WYOMING	WOOD RIVER, ILLINOIS	
PONY EXPRESS	1190	100	GUERNSEY, WYOMING	CUSHING, OKLAHOMA	

Fuente. Equipo Consultor con información de abarrelfull wikidot.

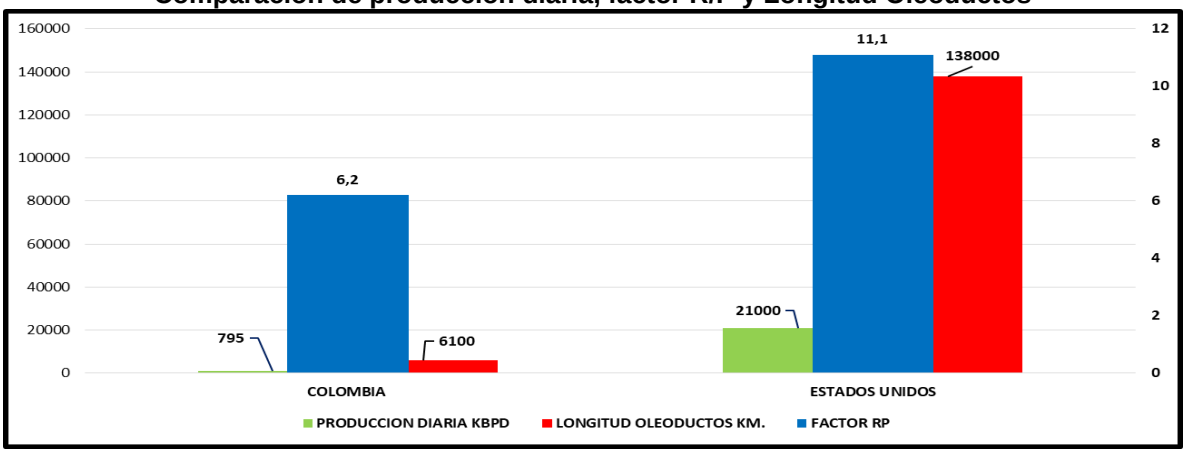
Se establece con base en la información anterior que EE. UU. tiene un sistema estratégico de distribución de combustibles, que es dividir el país en cinco PADD y mantener comunicación y transporte de crudo entre los cinco, por otro lado la industria del crudo ha desarrollado una red de tubos por todo el país que busca conectar los grandes centros de

producción, con las refinerías y puertos. Es por eso que se habla de grandes cifras (cientos de miles de kilómetros y decenas de millones de barriles).

b) Comparativo entre Colombia y Estados Unidos

A pesar de no contar con cifras consolidadas en los oleoductos de Estados Unidos, se desarrollan las siguientes comparaciones:

Comparación de producción diaria, factor R/P y Longitud Oleoductos



Fuente. Equipo Consultor con información de API

Se aprecia una diferencia notable en el desarrollo de las dos industrias. Las comparaciones entre factores de uso y factor de servicio, no ha sido posible, ya que no se cuenta con los datos suficientes; las entidades gubernamentales como la AIE o FERC no especifican esta información, lo mismo sucede con organizaciones como API. En las páginas de las empresas propietarias de los ductos, no se evidencian los datos, razón por la cual no se hacen los comparativos respectivos.

Como aporte al sistema de oleoductos de Colombia, se debe analizar el sistema de distritos PADD implementado por Estados Unidos, y aunque es posible que a ellos los muevan intereses superiores, en Colombia es una forma de mantener el abastecimiento de las refinerías y por ende garantizar la suficiencia energética del país.

Un referente que se pueda aplicar en Colombia, es la parte de transporte multimodal, el transporte en tren puede llegar a convertirse en el segundo modo de transporte con mayor capacidad, después de los oleoductos. En Norte América los trenes llevan vagones con capacidad de 25.000 galones cada uno (2,3 veces el volumen transportado por los carrotanques en Colombia), teniendo en cuenta que un tren puede llevar varios tanques de estos (En la mina del Cerrejón cada tren lleva en promedio 130 vagones de carbón) se debe pensar en el beneficio económico y ambiental de poder contar con un sistema de transporte de este estilo en Colombia. Bien sea para llevar el petróleo de pozos productores hasta centros de refinación y/o almacenamiento, de centros de refinación o almacenamiento a

puertos de exportación, o si en algún momento se requiere, para traer el crudo que posiblemente haya que importar, hasta los centros de refinación.

c) Costo de Producción por Barril

Mientras en Colombia, aún se discute el desarrollo de yacimientos no convencionales, es bien sabido que en los Estados Unidos su desarrollo los llevó a ser el primer productor de petróleo del mundo, lo que en 2014 impulsó una guerra de precios liderada por Arabia Saudita, para sacar del mercado a los productores de esquisto. En este período muchos productores de esquisto fueron a la quiebra, pero finalmente fracasó porque la industria desarrolló rápidamente avances tecnológicos que redujeron los costos.

De acuerdo con un artículo del 16 de marzo de 2020, Reuters[42], que a su vez cita a Rystad, "sólo 16 empresas estadounidenses de esquisto operan en campos donde los costos promedio de los nuevos pozos están por debajo de US$ 35 por barril", mientras que Occidental Petroleum Corp OXY.N, Parsley Energy y CrownQuest Operating tienen costos por debajo de US$30 por barril.

Por otra parte, Reuters señala que *"El mayor productor de petróleo de EE. UU., Exxon Mobil Corp XOM.N, obtiene ganancias con precios de 26,90 dólares por barril en sus propiedades de Nuevo México, que son aproximadamente una cuarta parte de sus tenencias de Permian, según Rystad"*[43],

La siguiente gráfica muestra el precio del petróleo necesario para que los productores de esquisto puedan alcanzar el punto de equilibrio, es notoria la reducción que se ha logrado especialmente desde la guerra de precios declarada en 2014, pero tras los recortes realizados entre 2014 y 2016, los analistas internacionales coinciden en que el margen de maniobra es estrecho para lograr mayores reducciones de costos.

[42] https://www.reuters.com/article/us-global-oil-shale-costs-analysis-idUSKBN2130HL

[43] https://www.reuters.com/article/us-global-oil-shale-costs-analysis-idUSKBN2130HL

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Precio medio por barril necesario para alcanzar el equilibrio en todos los campos de esquisto de EE. UU

Fuente: Rystad Energy / Tomado de Reuters[44]

Comparativamente, y como se dijo antes, según la ACP el promedio nacional ponderado por el volumen de producción se ubica entre 20 – 25 USD/Bbl, aunque dependiendo del tipo de crudo y de la ubicación, varía entre 17 USD/Bbl y 33 USD/Bbl, que en todo caso corresponde a yacimientos convencionales, lo que llama la atención, pues casi pueden ser comparables con los costos de yacimientos no convencionales de los Estados Unidos,

44 https://fingfx.thomsonreuters.com/gfx/editorcharts/GLOBAL-OIL-SHALE-COSTS/0H001R8GDCBQ/index.html

❖ CANADÁ

- Análisis operativo

a) Balance de Línea y Caracterización del País

El análisis del balance de línea entre lo que produce Canadá y lo que está transportando por oleoductos, da el indicativo del factor de utilización de la infraestructura de transporte y por tanto el desempeño operativo volumétrico del mismo.

En el caso de la industria del petróleo canadiense, su geografía única, la geología, los recursos, los modelos de desarrollo y la evolución del sector de petróleo, han sido un factor clave en la historia petrolera de Canadá. Aunque la industria del petróleo y gas convencional en Canadá occidental sea madura, los recursos de petróleo de la Región Ártica y de la costa del país, asociados a crudos pesados y arenas bituminosas, están generalmente en etapas tempranas de exploración y desarrollo.

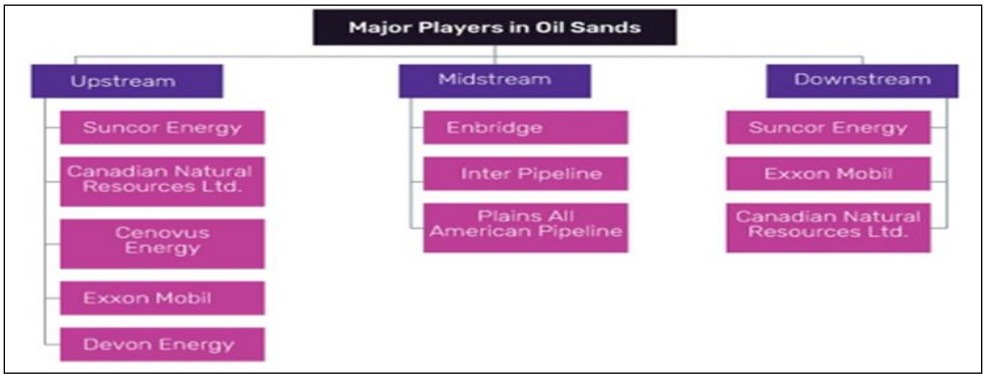
Estos recursos bituminosos están explotados, con un impacto y oposición del tema ambiental. Por eso, *pese a las grandes reservas, el petróleo de Canadá está en las denominadas arenas petrolíferas, cuyo costo de extracción es muy elevado, porque mayoritariamente es un crudo muy pesado*[45]. Hacia 2025 éste y otros recursos de petróleo poco convencionales, ubicados en las fronteras del norte y de la costa y recursos de petróleo crudo pesados en el Oeste - podrían colocar a Canadá en las filas superiores entre de las naciones productoras y exportadoras de petróleo en el mundo.

En el desarrollo de la cadena del crudo en las arenas bituminosas en Canadá, al igual que en los demás países, y, en la producción convencional, existen los tres principales agentes o eslabones, relacionados en la siguiente gráfica.

45 https://www.laportadacanada.com/noticia/canada-es-el-tercer-pais-con-la-mayor-reserva-petrolera-del-mundo/7046

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

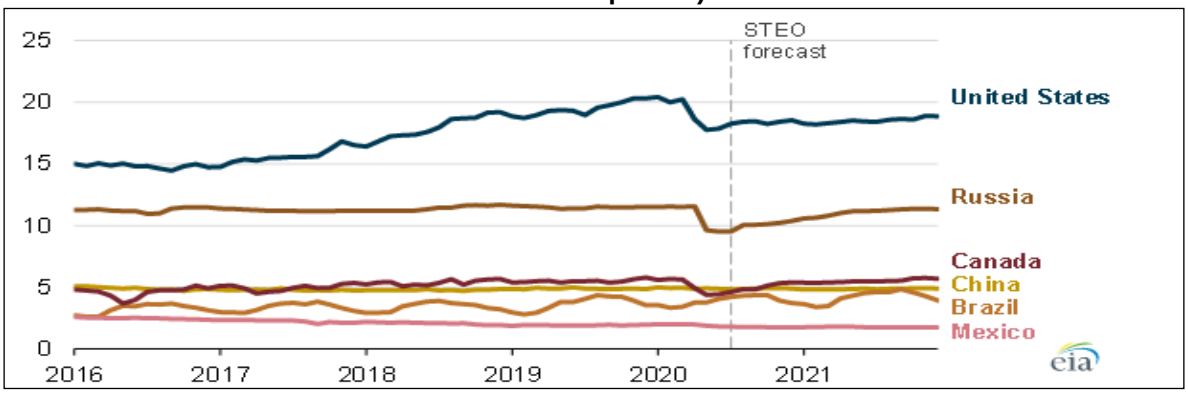
Agentes cadena del petróleo en Canadá en arenas bituminosas



Fuente. World Energy Trade de 19 Marzo 2020

Canadá fue el cuarto mayor productor mundial de petróleo y otros líquidos en 2019, pero en la primera mitad de 2020, la producción de Canadá disminuyó un 20% desde su promedio de 2019 de 5,5 millones de barriles por día, como sucedió en la mayoría de los países. La producción canadiense de petróleo y otros líquidos disminuyó como resultado de los bajos precios mundiales del petróleo crudo, la reducción de la demanda de petróleo crudo para productos refinados en Canadá y los Estados Unidos, y las continuas restricciones de producción impuestas por el gobierno de Alberta, la provincia donde se localizó el 80% de la producción de petróleo crudo de Canadá.

Comportamiento producción de la producción de Canadá respecto a otros países (Millones de barriles por día).



Fuente: Administración de Información sobre Energía de EE. UU. Perspectivas de energía a corto plazo, julio de 2020.

Canadá es un importante productor de petróleo crudo. El betún y el petróleo crudo sintético mejorado producido a partir de las arenas petrolíferas de Alberta han impulsado el crecimiento reciente de la producción de combustibles líquidos de Canadá. La mayor parte

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.

b) Reservas

Dentro del panorama del sector de los hidrocarburos, también Canadá está dentro de los Países con las mayores reservas de petróleo del mundo. El Oil & Gas Journal estima que*" en enero de 2019, Canadá tenía 169 mil millones de barriles de reservas probadas de petróleo, ocupando el tercer lugar en el mundo. Sólo Venezuela y Arabia Saudita tienen mayores reservas. Además, Canadá es uno de los 3 únicos países entre los 10 principales poseedores de reservas probadas que no es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)."*

c) Producción y consumo

De acuerdo con los datos estimados de la Administración de Información Energética (EIA) de EE. UU. se tiene para el año 2020 el siguiente comportamiento:

- En marzo de 2020 La producción de petróleo y otros líquidos de Canadá se redujo de 5,6 millones de BPD a 4,9 millones de BPD en abril, un descenso de 700.000 BPD. Esta disminución es similar a la disminución de 640.000 BPD de abril a mayo de 2016, cuando los incendios forestales en el área de Fort McMurray forzaron el cierre temporal de algunos proyectos de arenas petrolíferas en Alberta.

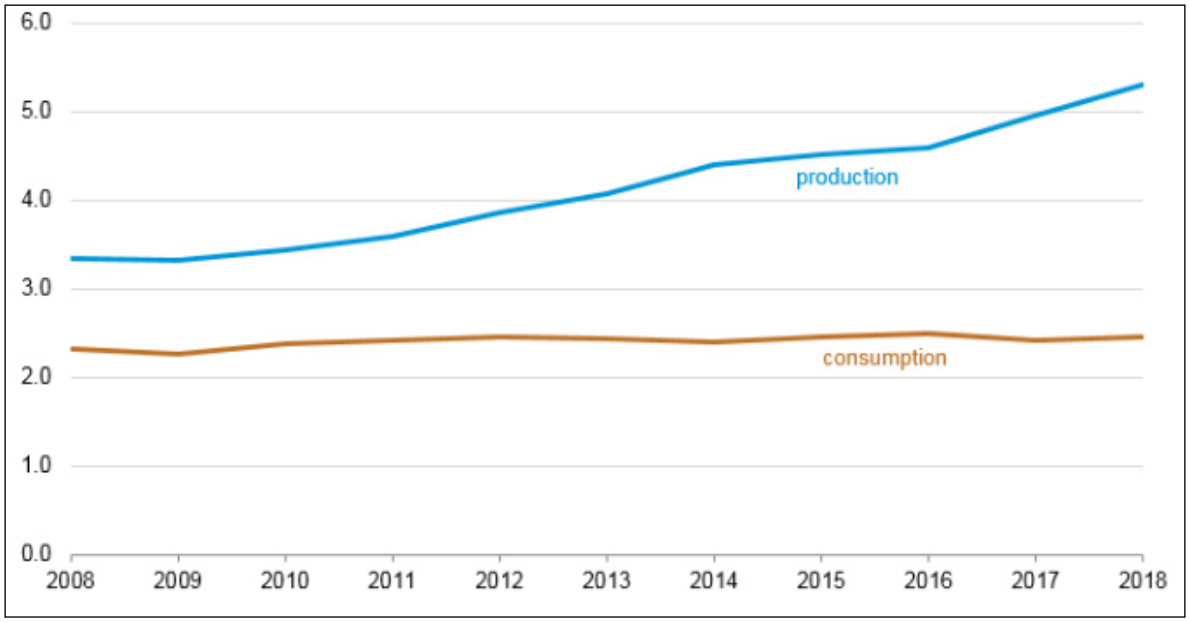
- En mayo de 2020 la producción de Canadá se redujo en 560.000 b / da 4,4 millones de b / d en mayo, la producción más baja desde mediados de 2016.

- La misma EIA estima que la producción de Canadá aumentó ligeramente en junio, ya que la demanda de productos petrolíferos en Canadá y Estados Unidos también aumentó.

- En julio, la EIA pronostica que la producción de Canadá se mantendrá por debajo de su promedio de 2019 durante los meses restantes de 2020 y la primera mitad de 2021, ya que persisten los efectos de la menor demanda mundial de petróleo. Sin embargo, pronostica que la producción canadiense de petróleo y otros líquidos promediará 5,1 millones de BPD en 2020 y 5,5 millones de BPD en 2021.

En la gráfica siguiente se observa el comportamiento de la producción y el consumo desde el 2008-2018.

Producción y consumo de combustibles líquidos en Canadá



Fuente: U.S. Energy Information Administration, Short-term Energy Outlook

d) Refinado

Según la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP):

- *Canadá tiene 17 refinerías con una capacidad total de procesamiento de petróleo crudo de 2,0 millones de BPD.*

- *Las ocho refinerías del Este de Canadá tienen 1,2 millones de barriles diarios de capacidad, o alrededor del 60 por ciento de la capacidad total de refinación de petróleo crudo.*

- *Debido a que las refinerías del este no están tan bien conectadas con los suministros nacionales de producción de petróleo crudo, estas refinerías dependen más del petróleo crudo importado. Las nueve refinerías del oeste de Canadá tienen una capacidad total de 748.000 b / d. En 2018, entró en funcionamiento la Fase Uno de la refinería de esturión de North West Redwater, que es la primera refinería construida en Canadá desde 1984.*

- *La producción canadiense de productos petrolíferos alcanzó 1,9 millones de b/d en 2018.*

- *La mayoría de los productos del petróleo se refinan en gasolina de motor (42 por ciento) y fueloil diesel (30 por ciento).*

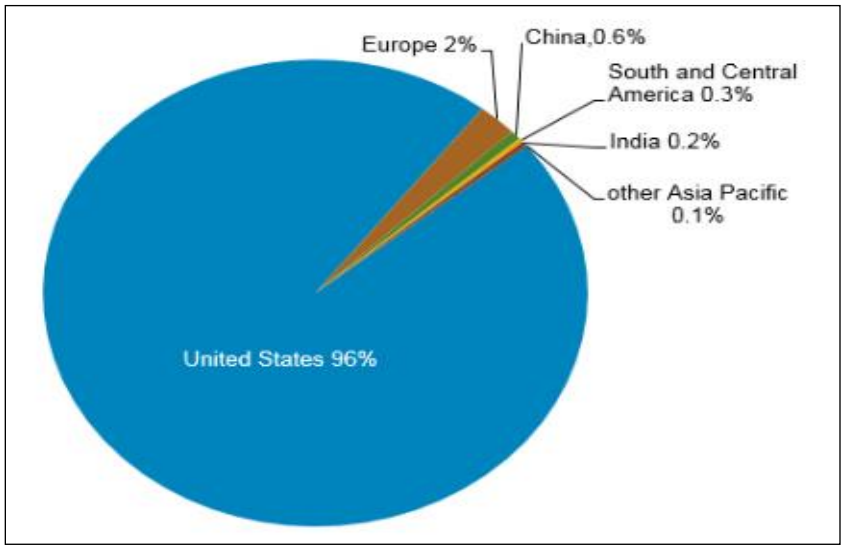
- *En Canadá el uso de petróleo crudo importado en las refinerías nacionales se ha incrementado durante los últimos años.*

e) Exportaciones e importaciones

La mayoría de las exportaciones de petróleo crudo de Canadá fueron hacia los Estados Unidos. Igualmente, el mercado regional más grande de los Estados Unidos para las exportaciones de petróleo crudo canadiense es el Medio Oeste americano.

Actualmente, los productores enfrentan un conjunto complejo de desafíos logísticos y de mercado. El suministro de petróleo en el oeste de Canadá supera la capacidad de transporte de los oleoductos que sirven a los mercados externos. A medida que los oleoductos de exportación se llenan, el momento de nueva capacidad sigue siendo incierto, los productores dependen cada vez más del transporte ferroviario para entregar una producción incremental al mercado

Destino de las exportaciones del crudo de Canadá



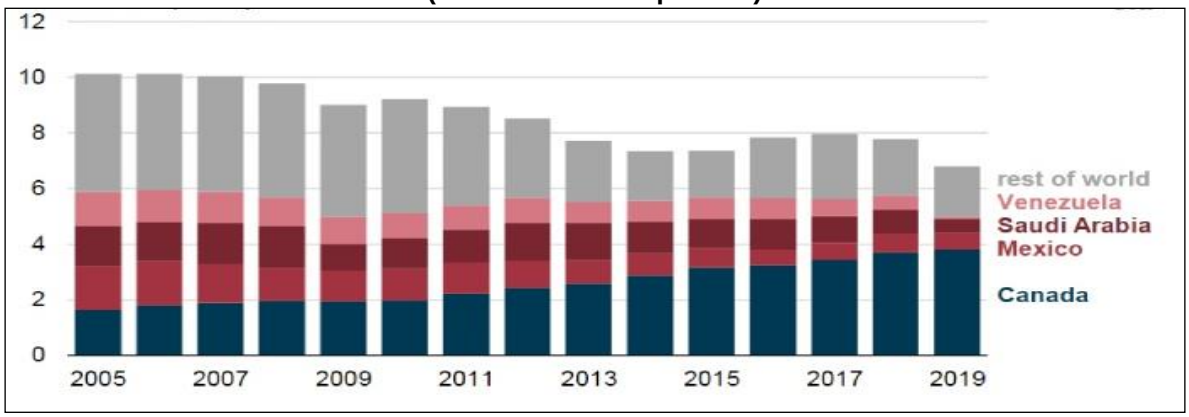
Fuente. BP Statistical Review of Energy, 2019

Canadá es la mayor fuente de importaciones estadounidenses de petróleo crudo y productos refinados. Las importaciones de petróleo crudo de Canadá representaron el 48% del total de las importaciones de petróleo crudo de EE. UU. En 2018, con un promedio de 3,7 millones de BPD.

Los productos refinados importados de Canadá representaron 582.000 BPD, o el 27% del total de las importaciones estadounidenses de productos petrolíferos. La gráfica siguiente

muestra cómo EE.UU., se incrementa la importación de crudo desde Canadá, mientras disminuye con os demás países.

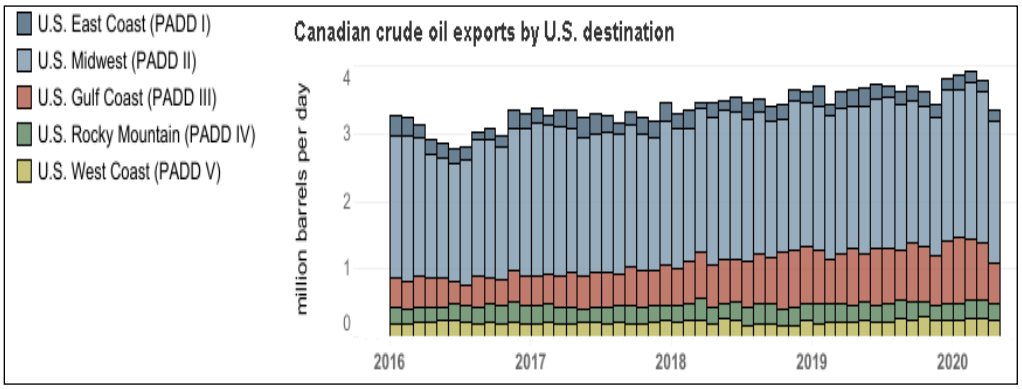
Comportamiento de las Importación de crudo de Canadá en los Estados Unidos. (Millones Barriles por dia)



Fuente. World Energy Trade, 19 marzo 2020

En 2018, Canadá exportó aproximadamente el 75% de su producción de petróleo crudo. El medio oeste de EEUU (PADD II) recibió el 61% de las exportaciones canadienses, seguido por la costa del Golfo de EEUU (PADD III), que recibió el 20% del total de exportación. Las exportaciones son dependientes de la infraestructura disponible y la capacidad de las refinerías, como se aprecia en la gráfica siguiente, aproximadamente el 86% de las exportaciones de petróleo crudo se realizaron por tubería. El crudo restante fue movido por ferrocarril, embarcación marina y camión.

Distribución regional en estados Unidos del crudo de Canadá

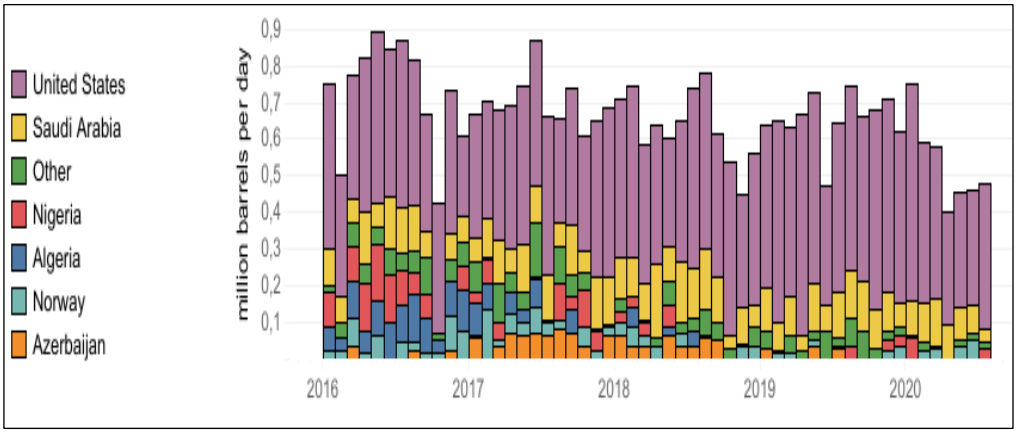


Fuente. EIA

La importación de crudo provee un suministro para las refinerías regionales canadienses. Las refinerías en Quebec y New Brunswick representan la mayor parte del petróleo crudo importado. La mayoría del petróleo crudo entrante a Canadá viene de EEUU, seguido por

Arabia Saudita, como se aprecia a continuación. Los datos de comercio internacional de mercancías (CIMT) de la importación de petróleo crudo incluyen petróleo crudo ligero y pesado, sintético y condensado.

Importación de Crudo por País de Origen

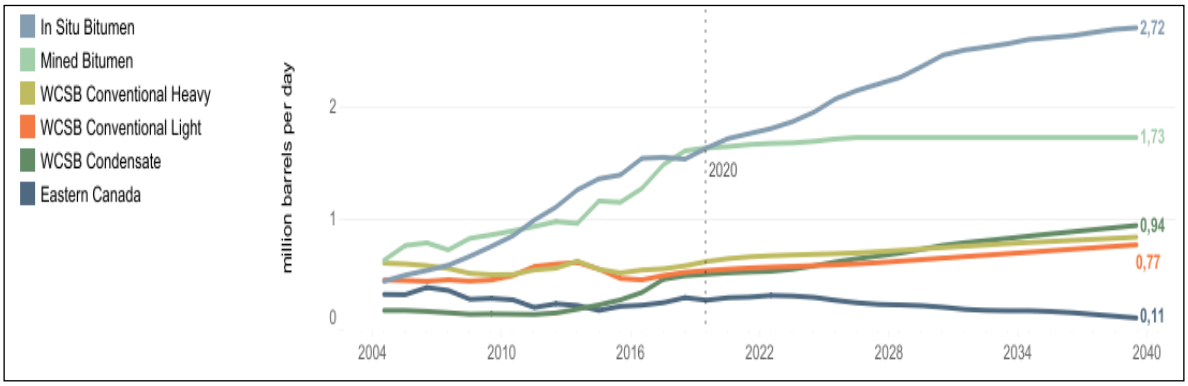


Fuente: EIA

f) Proyecciones

La gráfica siguiente, presenta las las proyecciones a 2040 de suministro de petróleo crudo canadiense (millones de barriles por día).

Proyección de producción en Canadá

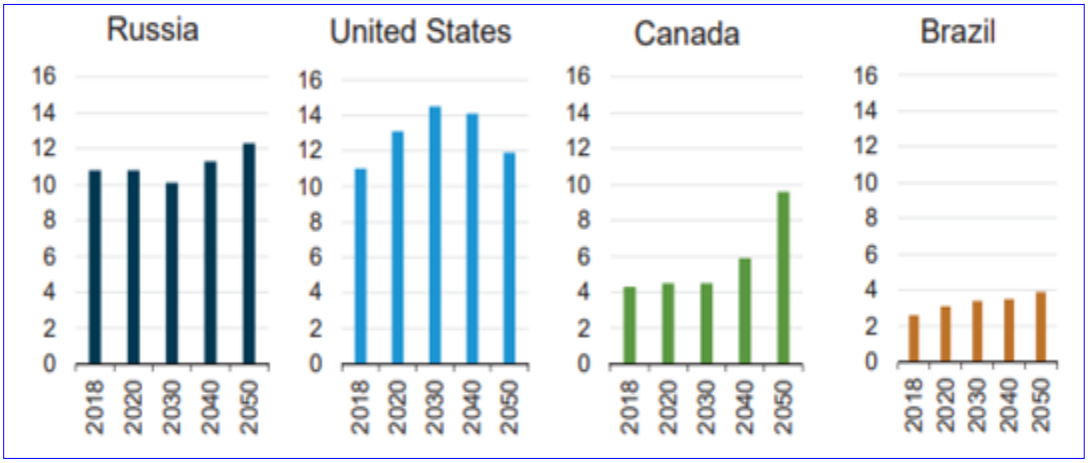


Fuente. Energynow.ca/2019/10/eia-predicts-the-next-canadian-oil-boom-in-20-to-30-years

El reporte de suministro y demanda anual de energía a largo plazo de la NEB, Futuro de Energía Canadiense, incluye datos históricos y proyecciones futuras; a continuación, se observa la proyección de producción de los países que no pertenecen a la OPEP. Dentro de los supuestos y análisis detrás de las proyecciones, se tiene que el aumento de la

producción de petróleo se debe principalmente al desarrollo de las arenas petrolíferas y es el efecto de que los recursos globales de fácil acceso se agotan cada vez más, también se tiene previsto el aumento de los precios del petróleo, que la EIA predice que será de US$ 100 / bbl para el petróleo Brent

Proyección NO-OPEC producción de crudo para los próximos 30 años (Millones Barriles por dia)



Fuente: International Energy Outlook 2019 with projections to 2050

g) Matriz comparativa Colombia - Canadá

Los parámetros comparativos entre Colombia y Canadá, de acuerdo con el balance de la línea será el resultado del análisis de los volúmenes producidos y de los volúmenes transportados, que definen el desempeño operacional de un sistema de transporte de crudo por oleoductos, para lo cual debido a la magnitud del negocio e información del sector en Canadá se efectúa bajo los mismos lineamientos del estudio de Colombia.

h) Análisis comparativo especificaciones de volúmenes y características de crudos producidos.

Canadá resulta particular en el reparto de recursos; son las provincias del oeste, con Alberta a la cabeza, las que concentran la actividad petrolífera tradicional, bajo tierra. Sin embargo, las aguas de sus provincias del este cuentan con un gran potencial de petróleo y gas offshore como Terranova y Labrador o Nueva Escocia. En suma, Canadá es un país muy prometedor para inversores y empresas energéticas.

Canadá es otra de las grandes protagonistas de la Shale Revolution, que también está teniendo un gran impacto en sus cifras. Sin embargo, la jurisdicción canadiense no es tan

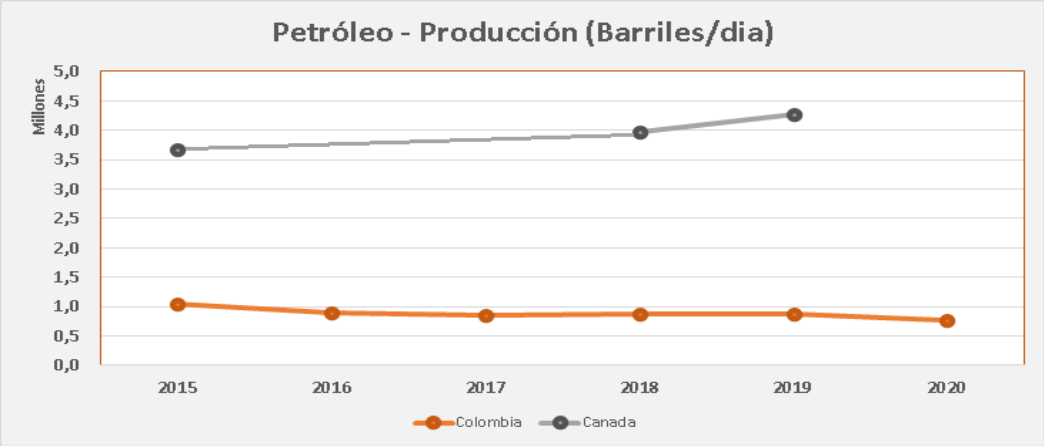
laxa y estos nuevos hallazgos de reservas llegan con retos para el sector Oíl & Gas. En Colombia apenas está comenzando con el desarrollo de este tipo de yacimientos.

En Canadá si bien hay hallazgos importantes en las aguas del este, la explotación mayoritaria sigue siendo de las provincias del oeste, tanto en petróleo como en gas. Respecto al petróleo, el 70% de su producción histórica procede de fuentes convencionales, mientras el restante 30% procede de arenas petrolíferas. De estas arenas se espera que soporten la mayoría del crecimiento de la producción hasta 2040. En Colombia sólo hay actualmente fuentes convencionales para el 100% de la producción.

En proporción la producción en Colombia es como la quinta parte de lo que produce actualmente Canadá; en la gráfica, se observa cómo mientras en Colombia se tenía una producción promedio de 800 KBPD y está decreciendo, para Canadá es de 4.500 KBPD y se tiene proyección al alza. Mientras en Canadá hay reservas y en explotación las arenas y shales bituminosas, en Colombia no hay registro de nuevos descubrimientos, ni desarrollo de los yacimientos No Convencionales.

La siguiente grafica muestra el comportamiento de los dos países respecto a la producción en los últimos años; la diferencia en el volumen actual tiene una relación de 5 veces aproximadamente, mientras en Colombia la tendencia es a la baja, en Canadá es de crecimiento.

Producción en los últimos años en Canadá



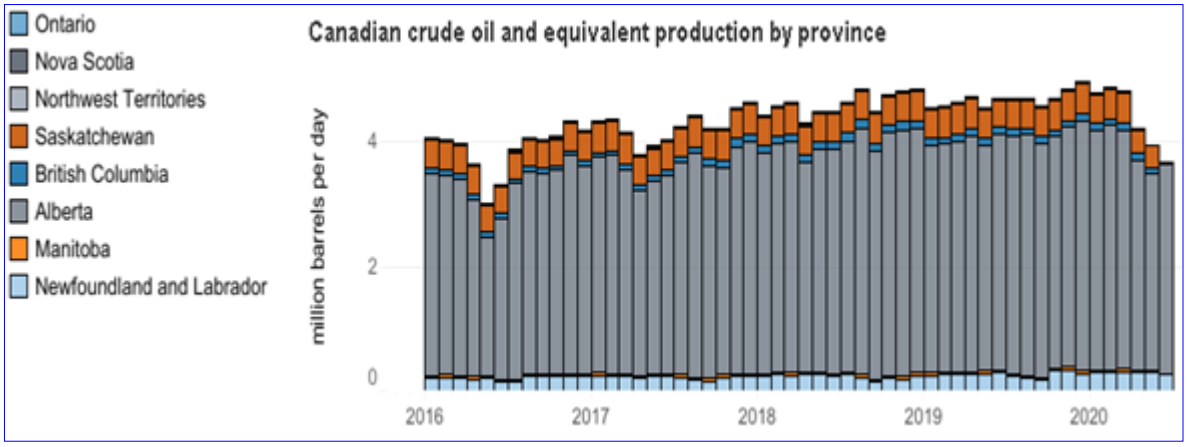
Fuente: Elaboró equipo consultor con datos de indexmundi

Se prevé que la producción canadiense de petróleo y condensado crezca de 4,1 millones de BPD este año a 6,1 millones de BPD en 2040, y luego aumente a 9,6 millones de BPD para 2050.

En Colombia las diferentes proyecciones de crudo de todos los agentes, incluso de las unidades encargadas de esta proyecciones o planeación energética son pesimistas para el año 2030, por el tema de reservas y producción; en sentido contrario, la producción y las reservas de Canadá permiten permiten proveer un escenario ascendente hasta el 2050.

Al igual que en Colombia la producción actual de crudo en Canadá se concentra en unas regiones particulares, como se observa a continuación.

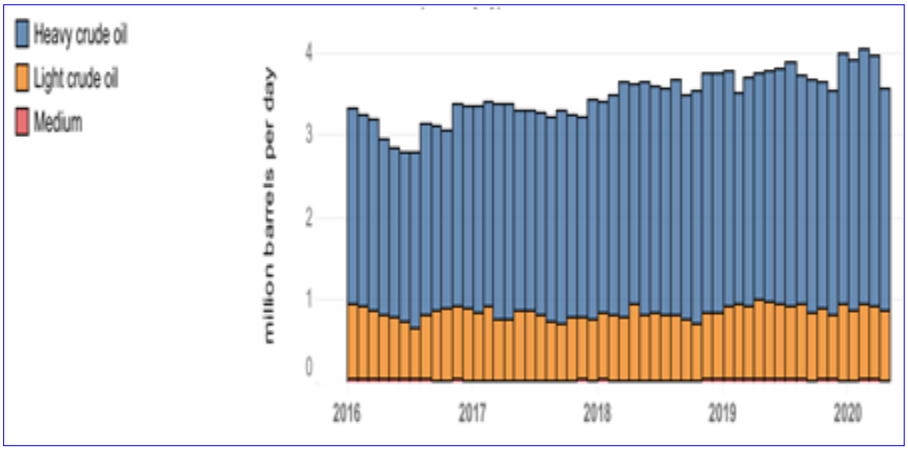
Producción de crudo por regiones



Fuente: EIA

Alberta aporta el 81% de la producción de petróleo canadiense. La producción de petróleo crudo incluye petróleo ligero, petróleo pesado convencional, arenas de petróleo y condensados. Igual en Colombia el 81% de la producción proviene de los Llanos orientales y son crudos pesados.

Tipo de Crudos producidos en Canadá

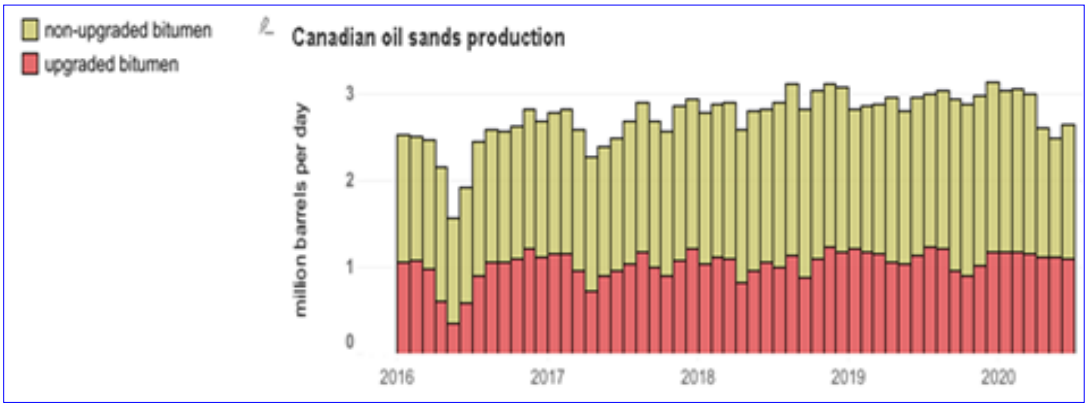


RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Fuente. EIA

La producción promedio del crudo de arenas es 3.2 Millones de Barriles por día en el año 2018, que corresponde al 73% del total del crudo producido en dicho año, como se puede observar en la siguiente grafica. En Colombia actualmente no se tiene este tipo de yacimientos y sólo se tiene producción convencional.

Produccion de arenas petroliferas en Canadá



Fuente. EIA

i) Análisis comparativo de especificaciones y características de los sistemas de transporte.

En Canadá la responsabilidad de la Regulación de oleoductos es de una Comisión; FERC Comisión Federal de Regulación de Energía, dentro de las cuales tienen las siguientes funciones:

- Regulación de tarifas y prácticas de las empresas de oleoductos dedicadas al transporte interestatal;

- Establecimiento de condiciones de servicio equitativas para brindar a los cargadores acceso equitativo al transporte por tuberías; y

- Establecimiento de tarifas razonables para el transporte de petróleo y productos derivados del petróleo por oleoducto.

El tema regulatorio respecto al Transporte de petróleo por Oleoducto en Colombia es por parte del Ministerio de Minas y Energía, con los mismas funciones y objetivos que la FERC. Sin embargo, actualmente Canadá tiene más de 840.000 kilómetros (km) de tuberías que cruzan todo el país y todas están reguladas (fuente: Natural Resources Canadá), pero el Gobierno Federal regula alrededor del 10% de las tuberías de Canadá, o más de 73.000 km, que son principalmente grandes tuberías de transmisión, los oleoductos restantes están

regulados provincialmente, situación que no se presenta en Colombia que todo está centralizado en una sola entidad del Gobierno.

El esquema de tipos de tuberías es similar al que se tiene en Colombia, el sistema de oleoductos de Canadá se compone de tres tipos principales de oleoductos que recolectan, transportan y entregan energía a los canadienses y a los mercados de exportación de Estados Unidos.

- Recolección de tuberías

Los oleoductos de acopio consisten en aproximadamente 250.000 km de oleoductos de pequeño diámetro (4 "a 12") que se utilizan para mover petróleo crudo y gas natural dentro de las áreas de producción, desde pozos hasta baterías de petróleo (pequeñas instalaciones de recolección / almacenamiento) o hasta instalaciones de procesamiento.

- Tuberías de alimentación

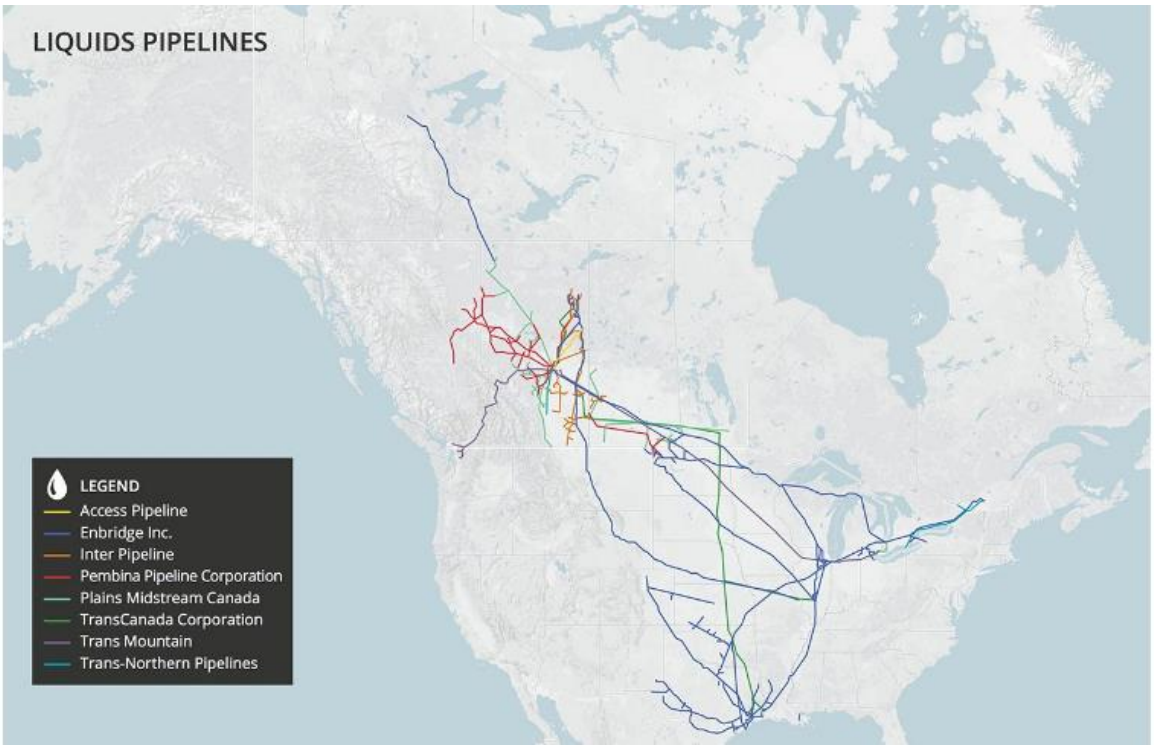
Los oleoductos alimentadores componen unos 25.000 km de oleoductos y se encuentran principalmente en las zonas productoras del oeste de Canadá. Las tuberías de alimentación transportan petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural (LGN) desde los puntos de recolección (baterías), las instalaciones de procesamiento y los tanques de almacenamiento hasta las tuberías de transmisión.

- Tuberías de transmisión

Los oleoductos de transmisión son oleoductos de gran diámetro que mueven petróleo crudo y gas natural dentro de las provincias y a través de fronteras provinciales o internacionales. Canadá tiene unos 117.000 km de tuberías de transmisión lo cual es muy superior a los kilómetros de tubería en Colombia, entre oleoductos, poliductos y gaseoductos que no superan los 25.000 kilómetros.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Distribución geográfica oleoductos en Canadá (Incluye EE.UU).



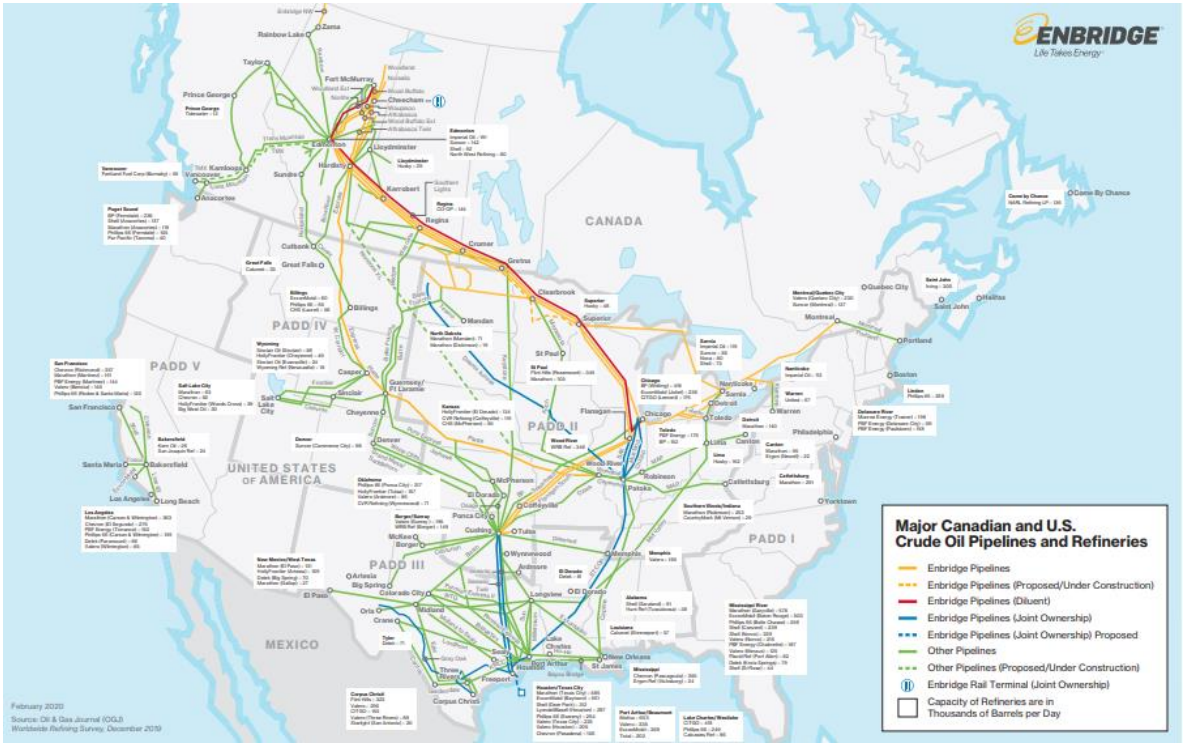
Fuente: CER

Los principales transportadores de crudo por oleoducto actualmente en Canadá son: Enbridge Bakken, Enbridge Mainline, Enbridge Norman Well, Kinder Morgan Cochin, Access Pipeline, Inter pipeline, Pembina Pipeline Corporation, Plains Midstream Canadá, TransCanadá Corporation, Trans Mountain, Trans Northern Pipelines.

- El sistema Enbridge Mainline es el mayor transportador de petróleo crudo de Canadá, y traslada la producción de petróleo crudo del oeste de Canadá a los mercados del este de Canadá y el medio oeste de Estados Unidos. Mainline también transporta productos refinados de petróleo a Saskatchewan y Manitoba y líquidos de gas natural a Sarnia, Ontario. El primer tramo de la línea principal de Edmonton, Alberta a Superior, Wisconsin se construyó en 1950. En 1953 se extendió a Sarnia, Ontario. Mainline se ha ampliado y actualizado durante los últimos treinta años a su configuración y capacidad actuales.

En 2014 y 2015, Enbridge completó las partes canadienses del Proyecto de expansión Alberta Clipper (Línea 67), aumentando la capacidad en un total de 350.000 barriles por día hasta la capacidad total de diseño de 800.000 BPD. Esto, junto con las mejoras en la flexibilidad, ha dado como resultado un mayor rendimiento en Enbridge Mainline.

Localización sistema de transporte de Enbridge



Fuente. CAPP

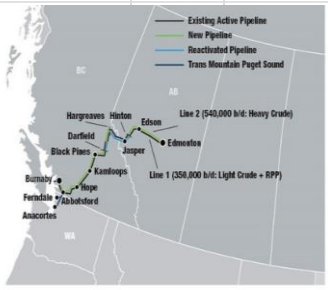
j) Oleoductos clave para Canadá

Actualmente, están en marcha tres proyectos importantes de oleoductos en Canadá, estos son proyectos de infraestructura de construcción nacional que brindarán acceso a mercados internacionales en crecimiento para garantizar la continuidad del negocio en Canadá. Actualmente en Colombia no hay registro de proyectos en desarrollo o proyectados de transporte de crudo. Los tres oleoductos clave para Canadá son el Proyecto de Reemplazo de la Línea 3 de Enbridge, Keystone XL y el Proyecto de Expansión Trans Mountain; el Factor de uso es alto dado por la necesidad de expansión del sistema de transporte de oleoductos en Canadá, considerando el volumen de producción. El Resumen de los proyectos son los siguientes:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Resumen proyectos de expansión en Canadá.

PROYECTO	COSTO	CAPACIDAD BPD			LONGITUD	DIAMETRO	CONTRATOS	OBSERVACIONES
		Inicial	Adicional	Total	kilometros	Diametro	BPD	
ENBRIDGE LINE 3 REMPLAZO	C$5.3 Billones US$2.9 Billones	390	370	760	1659	36		se reemplazan 390 bpd
TC ENERGY KEYSTONE XL	C$10.85 Billones	700	830	1530	1947	36	575	
TRANS MOUNTAIN EXPANSION	C$12.6 Billones	300	590	890	1183	36	707,5	13 Contratos; a 15 y 20 años
TOTALES 3 PROYECTOS	**C$28,75 Billones y US$2,9 Billones**	**1390**	**1790**	**3180**	**4789**	**36**	**1282,5**	



Elaboro Consultoría.

Tan solo con estos tres proyectos se están construyendo 4.789 kilómetros de tubería, pero ante todo se incrementa la capacidad total 1.790 KBP.

Línea 3 de Enbridge

El Proyecto de reemplazo de la Línea 3 de Enbridge es del gasoducto existente de la Línea 3 de 1.660 km, que se construyó inicialmente en la década de 1960. Actualmente, el oleoducto lleva petróleo desde Edmonton, Alberta a Superior, Wisconsin. La parte canadiense del proyecto ha estado en servicio desde diciembre de 2019, mientras que el reemplazo de la tubería propuesto en los EE. UU. ha estado bajo revisión durante muchos años.

La nueva Línea 3 tendrá la tecnología de oleoductos más nueva y avanzada, y proporcionará la capacidad incremental que tanto se necesita para respaldar el crecimiento de la producción de crudo canadiense y la demanda de refinerías de Estados Unidos y Canadá. La finalización exitosa agregaría 370,000 barriles por día de capacidad adicional de transporte de petróleo a la infraestructura de oleoductos de Canadá.

La porción canadiense de $ 5.3 mil millones del Programa de Reemplazo de la Línea 3 entró en servicio en diciembre de 2019. Con la nueva línea de reemplazo operativa, el gasoducto de la Línea 3 existente en Canadá será desmantelado de acuerdo con los requisitos reglamentarios. Enbridge espera los permisos finales antes de que pueda comenzar la construcción de la mayor parte de la porción del proyecto de US $ 2,9 mil millones.

El sistema de oleoductos Keystone XL (KXL)

El sistema de oleoductos Keystone existente transporta petróleo crudo a los mercados de refinación en el Medio Oeste de los Estados Unidos y la Costa del Golfo. Se origina en Hardisty, Alberta y se extiende hasta Steele City, Nebraska. Desde este punto, el petróleo crudo se puede transportar hacia el este hasta las terminales en Wood River y Patoka, Illinois o hacia el sur hasta Cushing, Oklahoma y hacia los mercados de la Costa del Golfo. La capacidad del sistema de ductos es de 591.000 barriles / día.

El oleoducto Gulf Coast Extension y el lateral de Houston forman juntos la parte sur del oleoducto Trans Canadá Keystone XL. La línea Keystone XL de Canadá proporcionaría una nueva opción para entregar petróleo canadiense a la costa del Golfo de EE. UU directamente a través de un sólo sistema. La finalización exitosa agregaría 830,000 barriles / día de nueva capacidad de exportación de petróleo.

El sistema Trans Mountain (TMEP)

El sistema Trans Mountain existente se origina cerca de Edmonton, Alberta y transporta productos refinados además del petróleo crudo a destinos en Columbia Británica, Washington y la terminal marítima Westridge en Burnaby, BC Desde Burnaby, se puede cargar petróleo crudo para exportar a California, EE. UU. Costa del Golfo o de ultramar a Asia. La capacidad actual del sistema de tuberías es de 300.000 BPD. De esto, 221.000 BPD se asignan a refinerías con conexiones en BC y el estado de Washington y los 79.000 BPD restantes se asignan a la terminal Westridge para exportación marítima.

En 2013, Kinder Morgan solicitó al NEB el Proyecto de Expansión Trans Mountain (TMEP), propuesto para expandir la capacidad del oleoducto existente inaugurado en 1953, triplicando su capacidad del oleoducto a 890,000 BPD de 300,000 BPD, por un recorrido

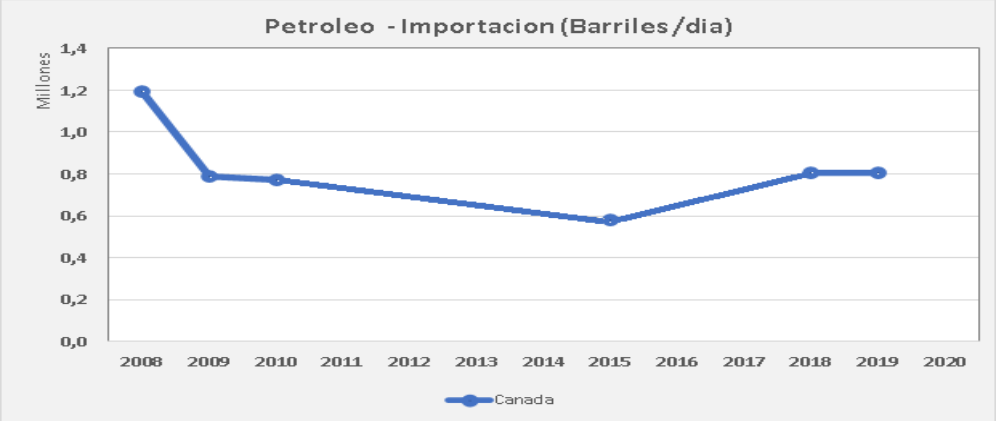
de 1.150 km entre la provincia de Alberta, que tiene las terceras reservas mundiales de oro negro, y las afueras de Vancouver, desde donde se exportará el crudo hacia Asia.

En medio de la interferencia del gobierno y la oposición de activistas ambientales, algunos grupos indígenas y miembros del público, las demoras hicieron que Kinder Morgan detuviera todos los gastos de proyectos no críticos en abril de 2018. El 29 de mayo de 2018, el gobierno de Canadá anunció un acuerdo para comprar el gasoducto Trans Mountain existente, junto con el proyecto de expansión del gasoducto. Esta propuesta fue ratificada por los accionistas de Kinder Morgan en agosto de 2018. El gobierno canadiense no tiene la intención de ser un propietario a largo plazo, pero ha actuado para garantizar que el proyecto se construirá frente a la continua incertidumbre política.

TMEP es una infraestructura crítica necesaria para llevar la energía canadiense a los mercados mundiales y ayudar a restaurar la confianza de los inversores en la economía y el sistema político de Canadá. Cuando se complete, el Proyecto de Expansión Trans Mountain agregará 590,000 barriles por día de capacidad de oleoductos para petróleo y productos refinados, para los mercados nacionales e internacionales.

En el esquema del sistema de transporte de oleoductos en Canadá es importante tener en cuenta que todavía hay importaciones, a pesar de la alta producción que tiene el país; en estos momentos Colombia no requiere de la importación de Crudo.

Volúmenes de importaciones de crudo en Canadá

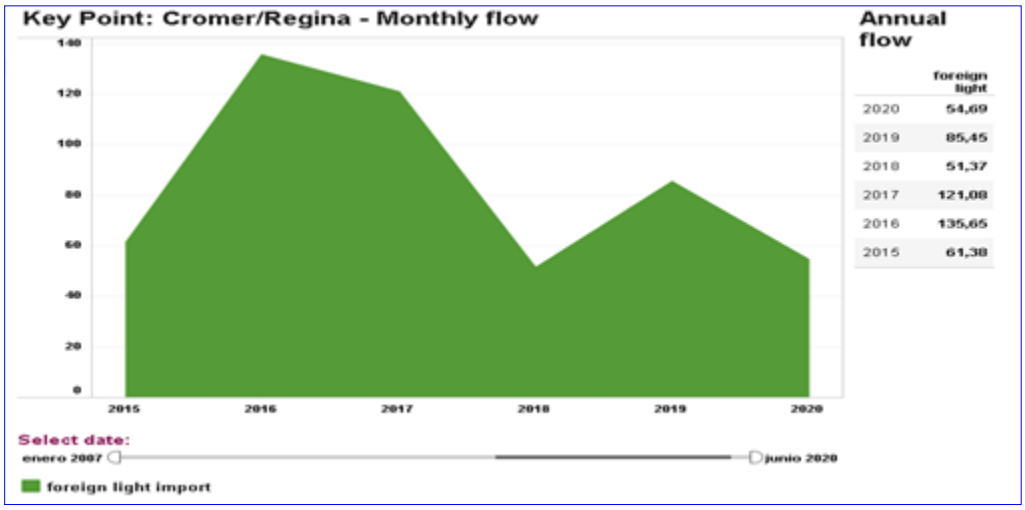


Fuente: elaborado equipo consultor con datos de indexmundi.com

La base del transporte por oleoductos en Canadá, al igual que en Colombia son principalmente los crudos pesados principalmente.

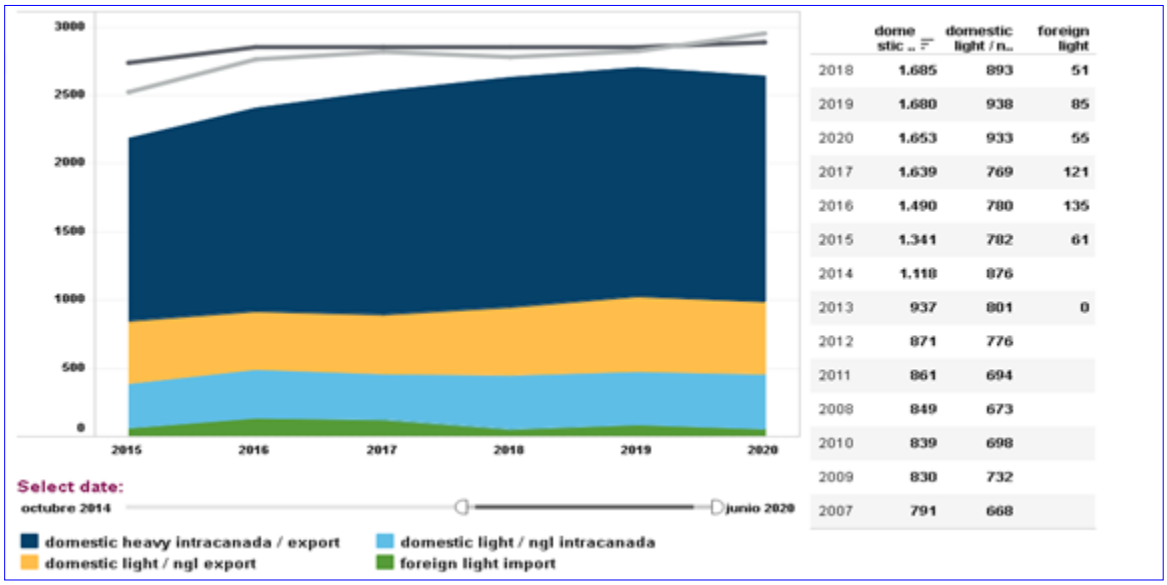
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Volúmenes de transporte Crudo punto Cromer/Regina en KBPD



Fuente: EIA

Volúmenes de transporte Punto Ex - Gretna en KBPD

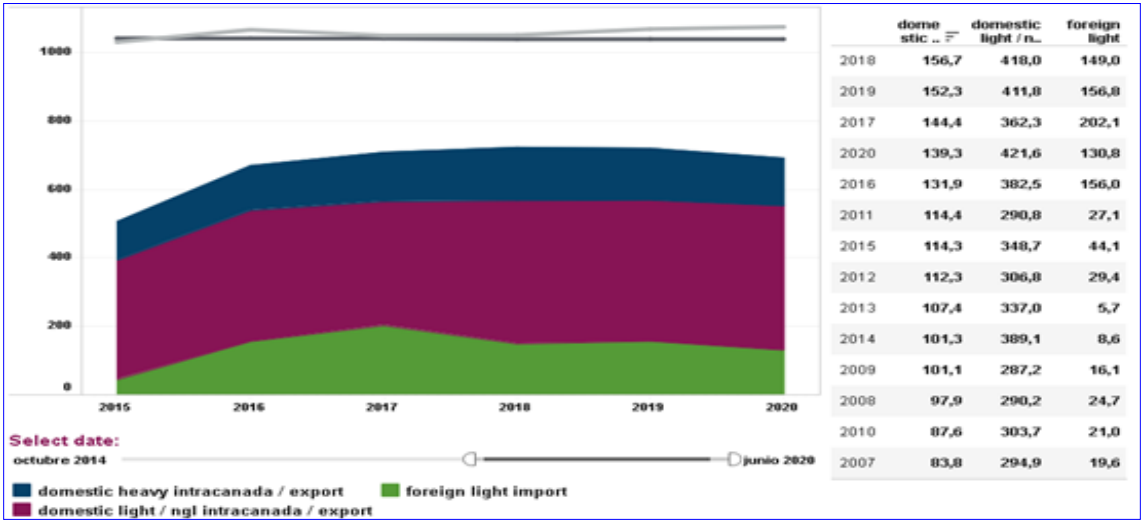


	domestic ..	domestic light / n..	foreign light
2018	1.685	893	51
2019	1.680	938	85
2020	1.653	933	55
2017	1.639	769	121
2016	1.490	780	135
2015	1.341	782	61
2014	1.118	876	
2013	937	801	0
2012	871	776	
2011	861	694	
2008	849	673	
2010	839	698	
2009	830	732	
2007	791	668	

Fuente: EIA

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Volúmenes de transporte Punto Into-Sarnia en KBPD



	domestic ..	domestic light / n..	foreign light
2018	156,7	418,0	149,0
2019	152,3	411,8	156,8
2017	144,4	362,3	202,1
2020	139,3	421,6	130,8
2016	131,9	382,5	156,0
2011	114,4	290,8	27,1
2015	114,3	348,7	44,1
2012	112,3	306,8	29,4
2013	107,4	337,0	5,7
2014	101,3	389,1	8,6
2009	101,1	287,2	16,1
2008	97,9	290,2	24,7
2010	87,6	303,7	21,0
2007	83,8	294,9	19,6

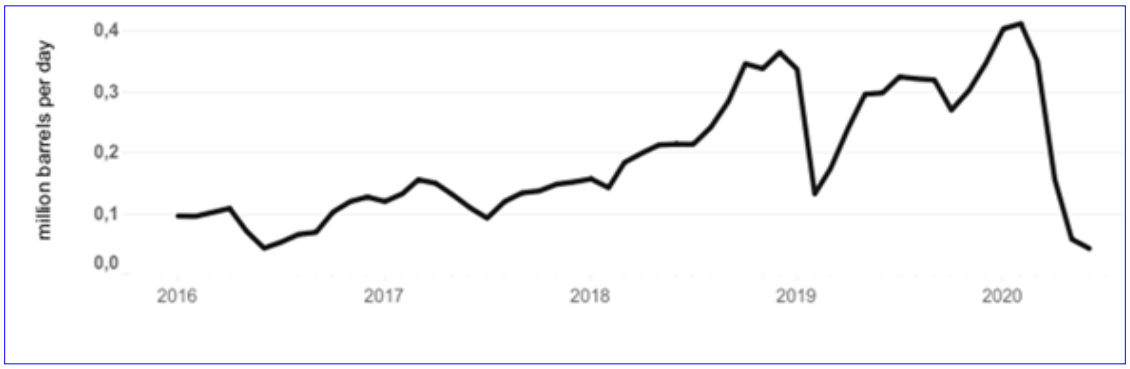
Fuente: EIA

En el caso del petróleo, hay un único oleoducto con acceso a la Costa oeste de Canadá; todos los demás envían la producción canadiense hacia el sur, a los Estados Unidos. Estos oleoductos están ya a su máxima capacidad, lo que lleva consigo en Canadá la necesidad de realizar envíos también adicionales al sistema de transporte por oleoductos a un sistema por ferrocarril para exportación.

En Colombia actualmente no cuenta con el sistema por ferrocarril y no sería un proyecto necesario considerando que la capacidad de los oleoductos todavía es suficiente y la infraestructura ferroviaria no es muy buena; igualmente, parte del transporte de crudo se realiza por carretera a través de camiones. En mediano y largo plazo, el sistema por ferrocarril, puede ser una alternativa interesante

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Volúmenes Transportados por tren en Canadá



Fuente: EIA.

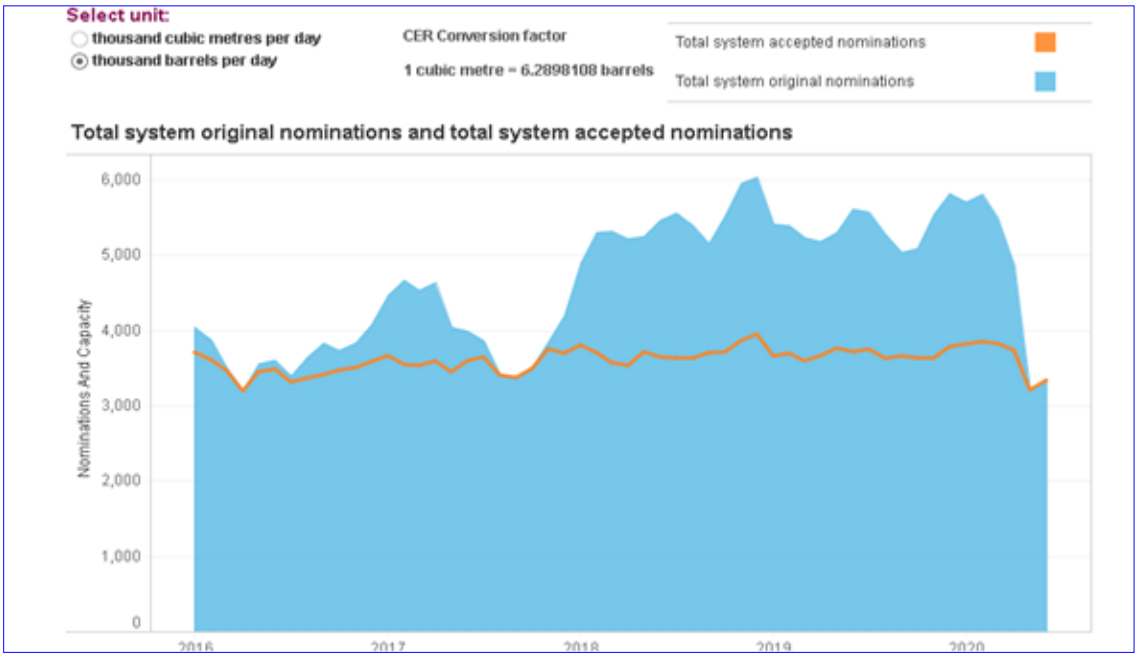
Según los informes de la Junta Nacional de Energía revelan que en el Oeste de Canadá se están produciendo 365.000 bpd más de petróleo crudo del que puede manejar mediante oleoductos, indicativo que el factor de utilización está por el 100%.

Alberta, la mayor zona productora de petróleo de Canadá, recurrió a los trenes petroleros para compensar la escasez de capacidad del oleoducto, y el mes pasado, la Premier Rachel Notley anunció que la provincia comprará 120.000 bpd adicionales en capacidad de tren petrolero, para comenzar a operar el próximo año, alcanzará plena capacidad en 2020.

Los envíos de petróleo por ferrocarril ya están en un nivel récord: en octubre del 2019, según NEB, estos promediaron 327.229 barriles por día, un aumento de más del 21 por ciento de los 269.829 barriles por día transportados por ferrocarril en septiembre del 2019. Aunque algunos familiarizados con la industria sostienen que el transporte de petróleo por ferrocarril no es tan caro como puede parecer a primera vista porque el crudo pesado canadiense no necesita tanto diluyente como lo sería para ser enviado a través de un oleoducto. Lo antes mencionad llevó a que la Premier Notley a imponer recortes obligatorios de producción a partir de enero de 2019 por un total de 325.000 bpd hasta que se elimine el exceso de crudo almacenado, esta situación no se presenta actualmente en Colombia.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Estado de nominación de algunos sistemas en Canadá de Enbridge Mainline



Fuente: EIA

Análisis y comparación Colombia vs. Canadá

- El sistema de transporte en Canadá está en cabeza de empresas privadas igual que en Colombia, donde se encargan de recibir a un remitente en un punto y entregar en otro, pero los ejes principales o grandes redes están pasando fronteras e incluso siempre es parte del objetivo de los oleoductos.

- En Canadá la producción es 5 veces la producción de Colombia y sigue creciendo, con proyecciones de hasta 10 Millones de Barriles por días, mientras en Colombia está disminuyendo con proyección por parte de todos los agentes que antes del año 2030 no se tengan volúmenes que producir. En ese orden de ideas y como reflejo del desempeño operacional, la infraestructura de transporte en Canadá está creciendo, incluso en el momento está totalmente copada, incluso al punto de usar sistemas alternativos como son los ferrocarriles.

- El sistema de transporte por ferrocarriles está desarrollado en Canadá, e incluso lo ven como alternativa no sólo en temas de contingencia por ocupación de la capacidad, sino un sistema eficiente y práctico para mover crudos pesados, sin necesidad de los diluyentes.

- En Canadá no se encontró documentación sobre situaciones de robo de crudo de los oleoductos o atentados, sin embargo, cuentan con normatividad rigurosa para el tema de seguridad por derrame de crudos. Dentro de la regulación de Canadá se enfatiza la Gestión de emergencias, el CER verifica para asegurarse de que las empresas mantengan las tuberías seguras mediante inspecciones, auditorías de seguridad en profundidad y otras actividades. Sin embargo, incluso con estas precauciones, podría ocurrir una emergencia.

- Las buenas prácticas de manejo de emergencias mejoran los resultados de la seguridad pública y la protección ambiental, y brindan una respuesta de emergencia más efectiva.E En tal sentido, este sería un modelo a revisar y seguir en Colombia considerando los continuos derrames por los atentados de los oleoductos en la parte de los Llanos y sur de Colombia.

- El CER responsabiliza a sus empresas reguladas de anticipar, prevenir, mitigar y gestionar incidentes de cualquier tamaño o duración. Cada empresa debe tener un programa de manejo de emergencias que incluya manuales detallados de procedimientos de emergencia para guiar su respuesta en una situación de emergencia. Supervisan el programa de gestión de emergencias de los proyectos de una empresa regulada mientras estén en funcionamiento, aspecto importante a revisar desde el punto de vista regulatorio, para cumplimiento y reconocimiento.

- El CER requiere que las empresas publiquen información sobre su programa de gestión de emergencias y sus manuales de procedimientos de emergencia en sus sitios web para que los canadienses puedan acceder a la información de gestión de emergencias. En Colombia, si bien las empresas pueden tener proceso o procedimientos publicados, debe existir mayor control y seguimiento oficial permanente considerando los riesgos inherentes al tema de los atentados o condiciones geológicas y geográficas de los lugares por dónde van los oleoductos.

- El esquema y desarrollo de la industria del Petrolero en Canadá es un modelo importante y efectivo, y aunque sus volúmenes de producción y volúmenes transportados de petróleo son muy altos en comparación con Colombia, los agentes y las entidades deben seguir las buenas prácticas que la normatividad técnica, la regulación y la legislación indiquen, con el objetivo de que Colombia administre y maneje de la mejor manera sus recursos naturales no renovables.

- Dentro de la documentación revisada y la regulación, no se encontró el concepto de factor de servicio, pero igual es algo implícito dentro de los transportadores donde por políticas y cultura del sector en los diferentes sectores económico en Canadá, aun mas en el sector del petrolero donde son bastante estrictos con el control interno de calidad y sería algo implícito que los ductos los tengan con un factor de servicio al 100%.

- Dentro de los proyectos de expansión en desarrollo se tiene dentro del plan el abandono de un sistema, para ser sustituido por otro, no se especifica el motivo, pero es como una

actividad más, adicional porque en los reportes de los transportadores presentan el estado del fondo de abandono en una fiducia que se tiene para tal fin.

❖ ECUADOR

- Análisis operativo

a) Caracterización del País.

El crudo ecuatoriano se produce en la Amazonía en la parte oriental del país y se transporta por oleoducto sobre las montañas andinas 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 petroleros más prolíficos del país. Ecuador produce dos grados de petróleo: el 24 ° API Oriente, que representa dos tercios de las exportaciones totales y la principal materia prima para las refinerías nacionales; y Napo, que es un grado más pesado a 19 ° API.[46]

De acuerdo con la EIA, la producción de crudo aumentó en 2004 poco después de la apertura del oleoducto de Crudos Pesados (OCP), que eliminó un cuello de botella en el transporte de crudo pesado en el país. Sin embargo, la producción se estabilizó posteriormente como resultado del declive natural, la falta de desarrollo de nuevos proyectos y las dificultades operativas en los campos petroleros maduros existentes. La inauguración del campo Panacocha en la Amazonía ecuatoriana en 2014, la primera nueva expansión de producción desde 2007, explicó el aumento de la producción en ese año, pero la misma ha caído desde entonces. [47]

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 país. (Delvasto & Echeverría Asociados, 2017)

Ecuador, perteneció a la OPEP hasta el 31 de diciembre de 2019, luego de que tomara esta determinación en octubre del mismo año, para evitar seguir sometido a las cuotas de reducción en la producción de crudo y con la intención de aumentar su producción y no tener la limitante impuesta por dicha organización de 508KBPD para 2019 y que Ecuador no cumplió al estar por encima de dicha meta unos 23KBPD.

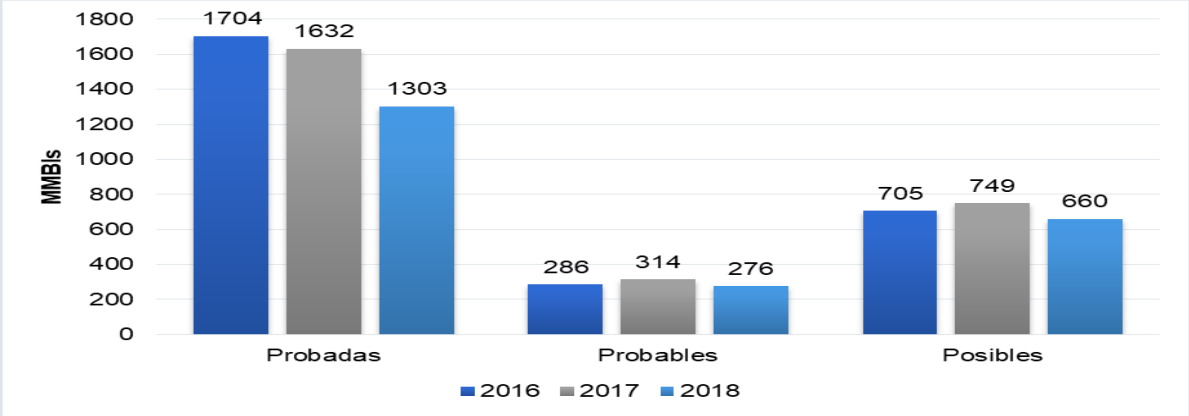
b) Reservas

[46] https://www.eia.gov/international/analysis/country/ECU

[47] https://www.eia.gov/international/analysis/country/ECU

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Reservas Probadas, Probables, Posibles de Ecuador



Fuente: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No renovables de Ecuador, informe 2019.

A cifras de 31 de diciembre, de 2018, reportadas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador, se observa una notoria disminución particularmente de las Reservas Probadas, que a su vez hace que el facto R/P de Ecuador pase de 8,5 en 2016 a 6,9 años para 2018.

De acuerdo con el informe 2019 de la entidad ministerial, de los 2,239 MMBls de reservas 3P del Ecuador 2,234 MMbls se ubican en la región Amazónica y los 5 restantes en la región del Litoral.

c) Producción y consumo

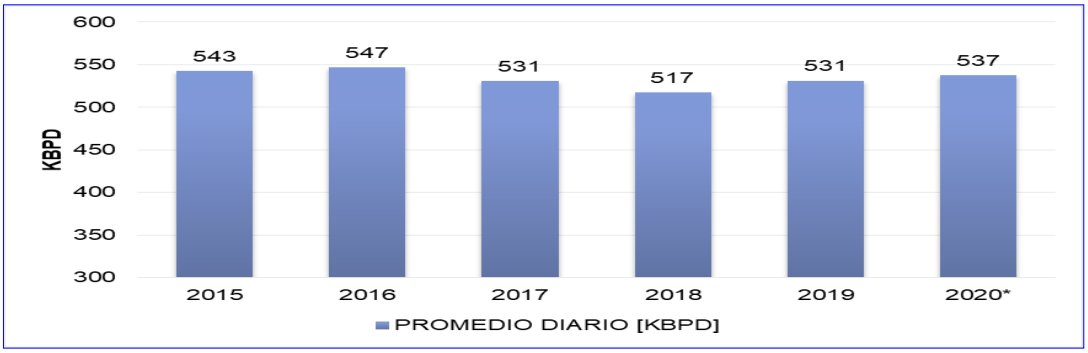
Como se observa la producción promedio día del Ecuador es de 534,4 KBPD entre 2015 y hasta junio de 2020, para el año el año 2016 la producción petrolera de Ecuador paso a 547KBP lo que corresponde a un incremento de 0.8%, y que, según el Banco Central de Ecuador, se asocia con el aumento paulatino de los precios que permitió a Petroamazonas EP reactivar campos que no eran rentables.

En los años 2017 y 2018, se presenta una caída de 2,9% y 2,6% respectivamente, en comparación con el año inmediatamente anterior. La baja de la producción en el año 2017, está relacionada con el cumplimiento del compromiso de reducción de la cuota de producción de crudo hasta el volumen asignado por la OPEP, del 30 de noviembre de 2016, donde Ecuador se comprometió a disminuir 26 mil barriles de su producción diaria a partir del 1 de enero de 2017.

Para el año 2018 la baja se explica por una reducción en la producción de Petroamazonas, que contribuía aproximadamente con el 78% de la producción nacional. De acuerdo con lo publicado en el diario El Comercio, *"esto ocurrió porque hubo demoras de alrededor de un*

mes en la entrega de equipos de energía y otros, destinados para la Central de Procesamiento Tiputini, la cual sirve para separar el crudo del agua que se extrae del ITT[48]*"*

Producción Promedio día de Ecuador



Fuente: Banco central de Ecuador, reporte trimestral

Se observa que la producción en Ecuador se ubica en el último quinquenio en valores que oscilan entre 520.000 y 550.000 BPD, hasta el segundo trimestre del 2020 en donde cambió la tendencia como consecuencia de la baja demanda generada por la crisis mundial sanitaria, la caída en el precio del petróleo y por problemas de continuidad del servicio por daños en los oleoductos que se comentara más adelante en el documento.

Si bien los datos de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero de Ecuador van hasta marzo, en el informe del Banco Central del Ecuador correspondiente al 2do Trimestre de 2020 se señala, que *"en el segundo trimestre de 2020, la producción nacional de petróleo llegó a un total de 32.12 millones de barriles, equivalentes a un promedio diario de 353 [KBPD], inferior en 34.3% a la producción diaria del trimestre anterior. En el mismo período, los oleoductos ecuatorianos transportaron 30.64 millones de barriles de petróleo, lo que equivale a un promedio diario de 336.68 miles de barriles y una utilización del 41.6% de la capacidad de transporte diario de crudo instalada en el país"*[49].

Dentro del balance de la línea es importante el volumen de carga de las refinerías, considerando que en Ecuador sólo hay dos nodos de salida, refinerías y exportación, como se muestra a continuación.

---

[48] https://www.elcomercio.com/actualidad/petroamazonas-bombeo-operacion-produccion-crudo.html

[49] https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202002.pdf

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Consumo de petróleo en refinerías – millones de barriles

Año	Esmeraldas	Libertad	Amazona	Total	Otros (a)
2017	37.96	11.67	7.33	56.95	0.20
2018	35.39	15.56	7.18	58.13	0.30
2019	31.8	13.56	6.71	52.07	0.32

Fuente: Equipo Consultor – Datos Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero Ministerio de Hidrocarburos (ARCH).

Del total de petróleo procesado en las refinerías del país durante el cuarto trimestre de 2019, el 65.8% correspondió a la Refinería Esmeraldas, el 23.3% a la Refinería La Libertad y 10.9%, a la Refinería Amazonas, según el informe del Banco Central del Ecuador, para el período correspondiente.

d) Principales Oleoductos

Ecuador tiene dos importantes sistemas de oleoductos para el transporte de crudo, que se ilustran enseguida:

Red de transporte por oleoductos en Ecuador

Fuente: PetroleumWorld

El sistema de transporte de Ecuador es prácticamente binodal, con la entrada principal al este del país en la región amazónica y donde está actualmente la mayor producción de petróleo, incluso se inyectan crudos que provienen de Colombia correspondiente a 20,6 KBPD para el año 2019.

Las tuberías de los dos sistemas atraviesan las montañas de los Andes hasta el nodo de salida en el puerto de Esmeraldas, para su exportación o para su refinación en la refinería de esta localidad. Sobre el recorrido de los dos oleoductos principales hay diferentes estaciones de bombeo y algunas arterias secundarias de entrada de crudo.

- **Sistema Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE)**

El oleoducto más antiguo y más utilizado es el Sistema Oleoducto Trans-Ecuatoriano (SOTE) que recorre unos 503 kilómetros desde Lago Agrio, en la región amazónica, hasta el Terminal de Balao, en las costas del Pacífico y transporta crudo ligero a mediano (crudo Oriente). Por este ducto evacuan su producción las empresas públicas de Ecuador.

La capacidad base del oleoducto es de 350 KBPD, sin embargo, cabe destacar que, utilizando químico reductor de fricción, la capacidad de transporte del SOTE sube a 390 KBPD según se extrae dl informe de diciembre de 2016 del Banco Central de Ecuador[50].

El 19 de diciembre de 2018, se suscribió un contrato, entre la empresa pública Petroecuador y la empresa Amerisur Exploración Colombia Limitada mediante el cual Amerisur podrá transportar 5 KBPD de un crudo de gravedad API mínima de 25, por un lapso de 15 años a través del SOTE.[51]

Sistema de transporte SOTE.

Fuente. primicias.ec/noticias/economía/gobierno

[50] https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201612.pdf

[51] https://www.eppetroecuador.ec/?p=6597

- **Oleoducto de Crudos Pesados (OCP)**

El segundo oleoducto más grande de Ecuador es el Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), de propiedad de empresas privadas con 485 kilómetros que en una importante porción van paralelos al SOTE, originalmente diseñado para crudo pesado (crudo Napo). *La empresa y la infraestructura del OCP pasarán de forma gratuita al Estado en noviembre del 2023 sin que el Estado haya invertido recursos públicos*[52]*.*

Para el cierre financiero del proyecto el OCP contó con financiamiento del exterior y se definió un acuerdo de tarifas bajo la modalidad "ship or pay" con las compañías usuarias con el que éstas se comprometieron a pagar por una capacidad garantizada de transporte, envíen o no crudo por el OCP, como es característico de este tipo de contratos.

Sistema de Transporte OCP

Fuente. primicias.ec/noticias/economía/gobierno

A continuación, procederemos a analizar el factor de utilización de los oleoductos ecuatorianos. La siguiente tabla muestra la capacidad utilizada en miles de barriles por día por año, de acuerdo con los datos recogidos del Banco Central del Ecuador y procesados por el equipo consultor, de los correspondientes reportes trimestrales del sector petrolero.

52 https://ocpecuador.com/sites/default/files/public/panfleto/financiaciondeproyecto.pdf

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Volumen Promedio Transportado por oleoducto Ecuador

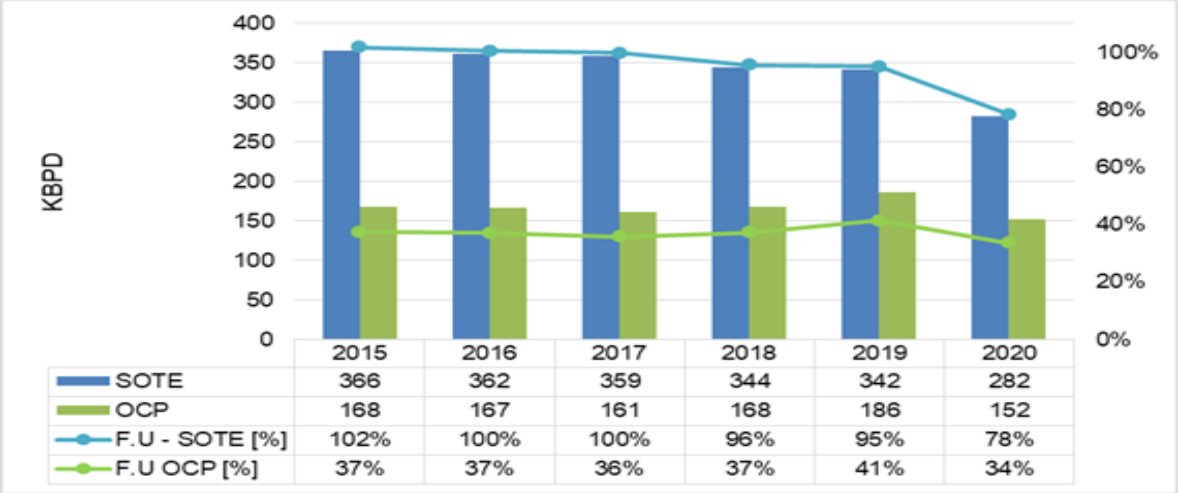
Año	Volumen Transportado SOTE [KBPD]	Volumen Transportado OCP [KBPD]	Total Transporte Oleoductos [KBPD]	% Transportado /Producción Diaria Promedio
2015	366.2	168.2	**534.4**	**98.5%**
2016	361.5	167.1	**528.6**	**96.7%**
2017	359.1	161.3	**520.4**	**98.0%**
2018	344.1	167.6	**511.7**	**98.9%**
2019	342.0	186.3	**528.4**	**99.5%**
2020	282.2	151.6	**433.7**	**80.7%**

Fuente: Banco central del Ecuador, reporte trimestral

Cómo se observa en la tabla anterior, el volumen total transportado por los oleoductos SOTE y OCP corresponde casi al 100% (excepto en 2020) con la producción total nacional.

De otra partre, el 7 de abril de 2020 se rompieron los dos oleoductos (SOTE y OCP), tras producirse un deslizamiento de tierras en las riveras del río Coca. Esto hizo que los volumenes de transporte diario en el primer semestre de 2020 tuvieran una reducción significativa.

Factor de Utilización de Oleoductos de Ecuador



Fuente: Banco Central del Ecuador, reportes trimestrales del sector

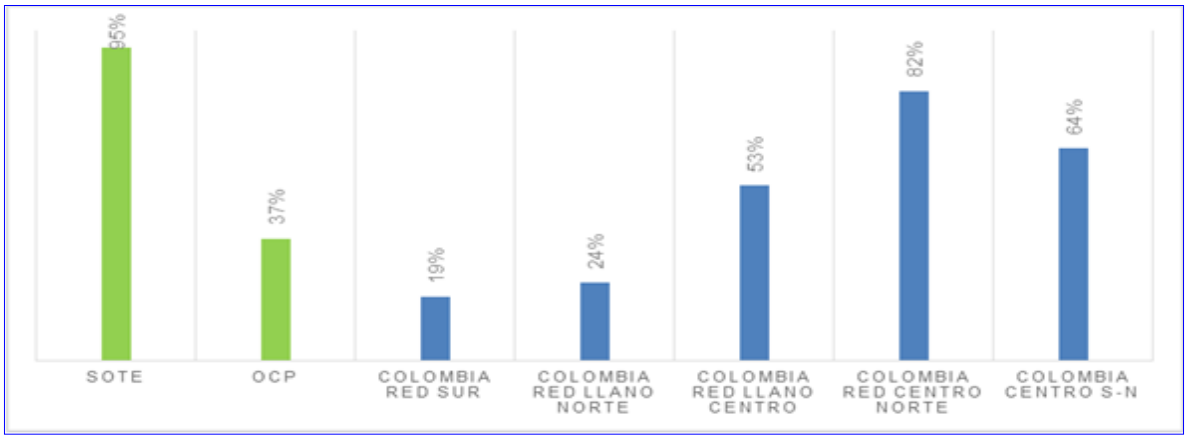
Para el año 2020, la utilización de los oleoductos de Ecuador ha bajado como consecuencia de la ruptura que se presentó en abril de 2020 de los dos sistemas y también como parte de la reducción en la demanda del crudo a nivel internacional.

El aspecto de condiciones geológicas y topográficas de alta complejidad por donde están construidos los oleoductos son muy parecidas entre Colombia y Ecuador, lo que da relevancia a temas de O&M y atención de emergencias, pero ante todo de control y seguimiento de estabilidad de los terrenos y obras de tipo geotécnico preventiva.

La baja en el transporte del crudo en ambos oleoductos, también en ocasiones se relaciona con medidas de seguridad, ante las movilizaciones y paralizaciones, lo cual interrumpió las operaciones de los campos petroleros operados por Petroamazonas EP, por ser invadidos por grupos ajenos a la operación[53].

En la gráfica siguiente se puede observar la comparación del FU de los oleoductos ecuatorianos frente a los colombianos, de acuerdo con el esquema de redes definido para el presente estudio. Se observa que la red SOTE, de mayor antigüedad, tiene el mayor factor de utilización en el quinquenio 2015-2020 y que supera el porcentaje de utilización de los oleoductos que integran las redes analizadas.

Comparación factor de utilización entre Ecuador y Colombia



Fuente: Equipo consultor con datos de agentes de Colombia y del Banco central de Ecuador

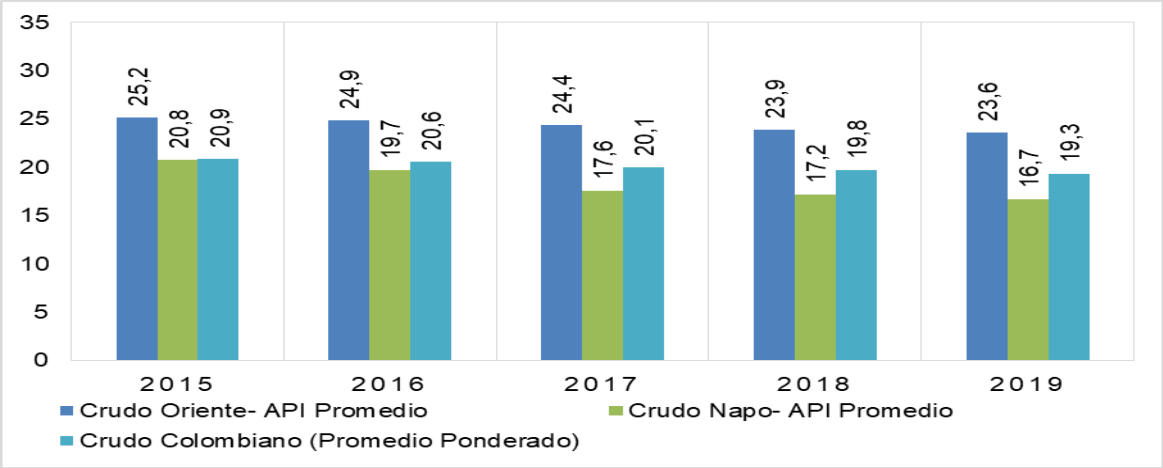
e) <u>Análisis comparativo especificaciones de volúmenes y características de crudos producidos.</u>

El crudo en la Amazonía ecuatoriana que se exporta tiene 25 grados API en promedio. En la Península de Santa Elena se extrae crudo de 32 grados y en el centro oriente buena cantidad de las reservas son crudos pesados, es decir, de 15 y 20 grados API. Los últimos

53 https://www.eppetroecuador.ec/?p=7660

descubrimientos realizados por Petroproducción señalan un enorme, potencial de reservas petroleras.[54]

Comparación de calidad de crudo Colombia-Ecuador



Fuente: EP Petroecuador / Tomado de El petróleo en cifras de la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador[55]

Al comparar la calidad del crudo que se extrae en promedio, frente a los crudos de exportación del Ecuador, vemos que el crudo colombiano supera en algunos grados API la calidad del crudo Napo ecuatoriano aunque ambos se clasifican como “pesados”, por el otro lado, frente al crudo Oriente del Ecuador, que se considera “mediano”, la diferencia es de aproximadamente 4° API.

En un principio todo el crudo que OCP Ecuador recibía desde Putumayo en Colombia, se mezclaba como crudo NAPO (19 API). Esto de acuerdo con OCP[56], limitaba las oportunidades de mercado para el transporte de crudo a través de Ecuador porque se perdía valor del crudo al mezclarse el crudo liviano de algunos campos del Putumayo, con el pesado. Esta realidad motivó a OCP Ecuador a plantear la alternativa de separar los crudos más livianos disponibles en el Putumayo, pues la diferencia de comercializar un crudo calidad Napo (pesado), en comparación al crudo de los campos del Putumayo,

54 https://www.petroleosdeamerica.com/ECUADOR/principal.htm

55 https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2020/05/Petroleo-en-Cifras-2019.pdf

56 https://ocpecuador.com/sites/default/files/public/revistas/ecuador-a-la-vista-02-sp_0.pdf

dependiendo de los diferenciales del mercado, según OCP, podría superar los 5 dólares por cada barril exportado.

El crudo de la zona suroriental de Colombia llega al Oleoducto Orito-San Miguel (OSO) e ingresa al Ecuador a través del Oleoducto San Miguel – Lago Agrio (OSLA), para luego a través de la conexión existente con el Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) ingresar al OCP a través de infraestructura del Bloque 16 –operada por Repsol- en Lago Agrio[57].

Una vez recibido el crudo en la Terminal Amazonas de OCP Ecuador, continúa su traslado a través de las 3 estaciones adicionales de bombeo (Cayagama, Sardinas, Páramo) y 2 estaciones reductoras (Chiquilpe y Puerto Quito) hasta llegar a las facilidades marítimas de OCP en Esmeraldas.[58] Como se ilustra:

Transporte segregado Colombia- Ecuador

Fuente: OCP

Según lo informa EP PETROECUADOR[59] esta integración, fue posible bajo el marco de:

- *Memorando de Entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables de la*

[57] https://ocpecuador.com/es/integracion-hidrocarburifera-regional

[58] Idem

[59] https://www.eppetroecuador.ec/?p=6597

República del Ecuador, para promover y facilitar el transporte de hidrocarburos por Oleoductos, suscrito el 4 de noviembre de 2011.

Según lo informa EP PETROECUADOR[60] esta integración, fue posible bajo el marco de:

- *Memorando de Entendimiento entre el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables de la República del Ecuador, para promover y facilitar el transporte de hidrocarburos por Oleoductos, suscrito el 4 de noviembre de 2011.*

- *Acuerdo Binacional entre la República de Ecuador y Colombia para promover y facilitar el transporte y exportación de hidrocarburos, suscrito el 11 de febrero de 2013.*

- *Convenio de cooperación para uso de la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (RODA) suscrito entre Petroamazonas EP y Amerisur Resources PLC el 11 de junio de 2015.*

OCP ECUADOR construyó el primer sistema binacional de descargaderos de crudo con sistemas automáticos de medición y fiscalización. Por este medio se ha recibido a través de carro tanques el crudo proveniente del sur de Colombia para ser exportado desde Esmeraldas en el occidente de Ecuador.

En julio del 2014 se inauguraron 2 bahías de descarga de crudo con capacidad de recepción de 12 KBPD y a inicios del año 2015 se ampliaron las facilidades para poder recibir hasta 24 KBPD. En el primer año de operación de los Descargaderos se han descargado 6,900 carro tanques, con un volumen de aproximadamente 1.5 millones de barriles.[61]

✓ Exportación

De acuerdo con el informe del 2do semestre del Banco Central de Ecuador, *las exportaciones trimestrales de petróleo crudo, experimentaron una disminución en relación al trimestre anterior en volumen, valor y precio de 23.1%, 45.4% y 29.0%, en su orden; asimismo, con respecto al segundo trimestre de 2019 fueron inferiores en volumen, valor y precio en 22.7%, 65.4% y 55.3%, respectivamente[62].* Esto se observa en la siguiente tabla.

---

[60] https://www.eppetroecuador.ec/?p=6597

[61] https://ocpecuador.com/es/integracion-hidrocarburifera-regional#:~:text=TRANSPORTE%20POR%20DESCARGADEROS%3A&text=En%20el%20primer%20a%C3%B1o%20de,aproximadamente%201.5%20millones%20de%20barriles.

[62] https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202002.pdf

Exportaciones de Petróleo del Ecuador 2018-2019

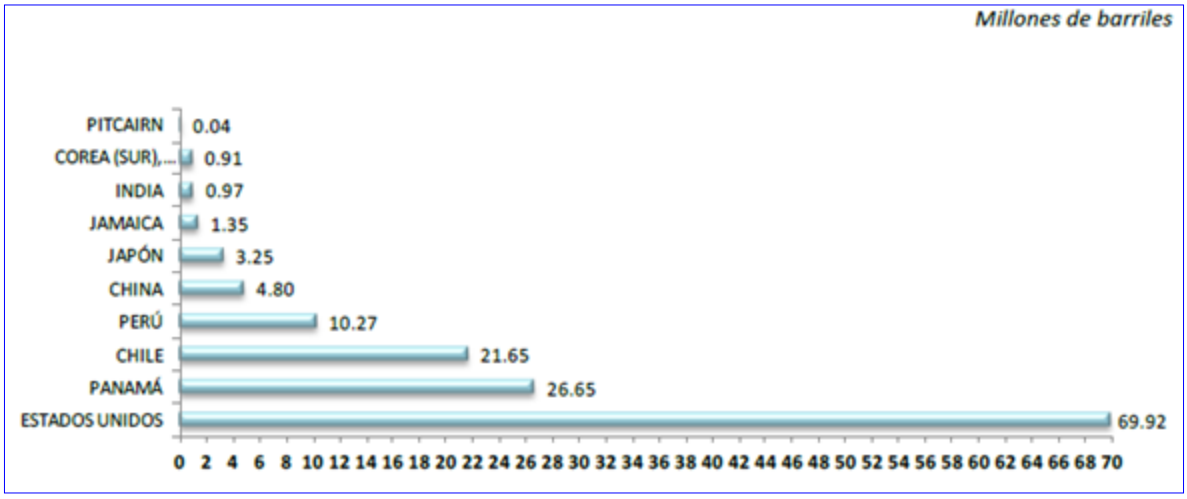
Mes/Año	2018			2019			2020		
	VOLUMEN Millones Bls.	PRECIO USD/Bl	VALOR Millones USD	VOLUMEN Millones Bls.	PRECIO USD/Bl	VALOR Millones USD	VOLUMEN Millones Bls.	PRECIO USD/Bl	VALOR Millones USD
I Trimestre	31.11	58.42	1,817.3	33.10	53.70	1,777.6	34.92	38.01	1,327.35
II Trimestre	32.08	62.01	1,989.3	34.72	60.38	2,096.2	26.84	27.00	724.71
III Trimestre	34.05	64.79	2,205.8	36.28	55.00	1,995.6	-	-	-
IV Trimestre	32.46	56.72	1,840.9	35.72	52.12	1,861.7	-	-	-
TOTAL	**129.69**	**60.55**	**7,853.4**	**139.82**	**55.30**	**7,731.2**	**61.76**	**33.23**	**2,052.07**

Fuente: EP PETROECUADOR.

Fuente: Reporte del Sector Petrolero II Trimestre de 2020 – Banco Central de Ecuador

Durante 2019, el petróleo ecuatoriano tuvo como destino final, entre otros, los siguientes países: Estados Unidos (69.92 millones de barriles), Panamá (26.65 millones de barriles), Chile (21.65 millones de barriles) y Perú (10.27 millones de barriles), entre los más importantes[63], como se aprecia en la gráfica.

Países de destino de petróleo de Ecuador en 2019



63 https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP201906.pdf

Fuente: Banco central del Ecuador

Ecuador a la fecha, como Colombia no requiere de importación de crudo desde el año 2013.

- ✓ **Costo de Producción por Barril**

De acuerdo con Fernando Santos Alvite, exministro de Energía de Ecuador, citado por el diario El Universo el 19 de marzo de 2020[64], la producción por barril de Petroamazonas tiene un costo de U$17,93 y la tarifa promedio que se paga a las privadas, estaría alrededor de U$23.

Conclusión del análisis y comparación Colombia-Ecuador

- En relación con los volúmenes producidos, si bien Ecuador está por debajo de Colombia en aproximadamente 300 KBPD, los dos países están dentro de los mismos rangos y condiciones; son crudos primordialmente pesados y medianos.

- La producción petrolera en la zona Sur de Colombia y Noreste de Ecuador, zona limítrofe de las dos naciones, ha generado la integración regional con el fin de mover crudos extraídos en el departamento del Putumayo, mediante el transporte de crudos segregados por el OCP.

- Los temas de integración deben estar en cabeza de los transportadores en este caso, OCP Ecuador fue el instrumento de esta integración, logrando a la vez alcanzar la firma de convenios de transporte con varios productores del Putumayo.

- La situación geográfica y geológica de las zonas por donde están trazados los oleoductos son similares en los dos países. El oleoducto estatal de Ecuador al igual que algunos oleoductos en Colombia, presentan suspensiones en el servicio de transporte de crudo, como consecuencia daños en algún tramo del ducto.

- Adicional al riesgo de la ruptura de las tuberías, tanto el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y OCP, también deben enfrentar situaciones de tipo social donde las comunidades aprovechan facilidades estratégicas y en cierta forma debilidades por la ubicación, para paralizar y afectar las operaciones.

- Se debe buscar que la paralización temporal de transporte no afecte las operaciones de los campos petroleros, para lo cual por ejemplo Petroecuador tiene capacidad de almacenamiento en tanques de la Estación Cabecera del SOTE para al menos tres días,

64 https://www.eluniverso.com/noticias/2020/03/19/nota/7787340/petroleo-crudo-ecuador-precio-produccion-crisis-economica

tiempos que se deben definir para calcular dicha capacidad. Este tipo de estrategias deben ser parte no sólo de la ingeniería o diseño, sino del desempeño operacional, evaluando temas como el factor de servicio, que no se menciona dentro de la información analizada de los sistemas de Ecuador.

- Aunque dentro de la información no se encontró registro alguno, también en Ecuador como Colombia, se debe estar presentando en estas zonas la extracción a través de válvulas ilícitas o pinchazos en la tubería, por lo cual es necesario suspender las operaciones de bombeo con el fin de evitar pérdidas del producto y daños ambientales.

- Las longitudes y diámetros en los dos países, Colombia y Ecuador, son similares por las características de calidad y viscosidad de los crudos, la ubicación de los campos respecto a los nodos de exportación y/o refinación, son de 500 Kilómetros promedios y ductos con tuberías de 20 a 36" en los ejes principales de las redes.

DISPOSICIONES TARIFARIAS EN EL CODIGO DE PETROLEOS

El Código de Petróleos en adelante CP, presenta disposiciones para la fijación de tarifas de oleoductos que van a entrar en operación (***tarifa inicial***) y para las ***revisiones tarifarias*** periódicas de ductos existentes.

En el primer caso, la norma establece que el Gobierno debe fijar, de acuerdo con los contratistas de oleoductos (transportadores actualmente), las tarifas considerando[65]:

i. La amortización del capital invertido en la construcción.

ii. Los gastos de sostenimiento, administración y explotación.

iii. *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*.

Complementariamente, exige a los transportadores presentar, *tan pronto como deseen poner en servicio un oleoducto*, *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*. El Gobierno puede hacer verificar la exactitud de esta

65 Artículo 56 del CP.

información y ésta, en conjunto con la ganancia equitativa (numeral iii anterior), son los insumos para fijar las tarifas.[66]

Información para el cálculo de la tarifa inicial para oleoductos Código de Petróleos

Presentados por el Transportador (cuya exactitud puede ser verificada)	**Acordados entre Gobierno y Transportador**
CAPEX en construcción (*gastos hechos por ellos para la construcción del oleoducto*)	Wacc (*ganancia equitativa para el empresario*)
Periodo de recuperación de la inversión (*rata anual que deberá satisfacerse para amortizar el capital invertido*)	
Estimación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM (*presupuesto de gastos de sostenimiento, administración y explotación*)	

Fuente: Elaborado equipo consultor

Para ductos existentes, el CP establece que las tarifas de transporte serán revisadas cada 4 años, también de acuerdo entre el Gobierno y el Transportador, considerando[67]:

i. *Los gastos de sostenimiento, administración y explotación debidamente comprobados*.

ii. *Las reservas o gastos por depreciación, amortización e impuestos*.

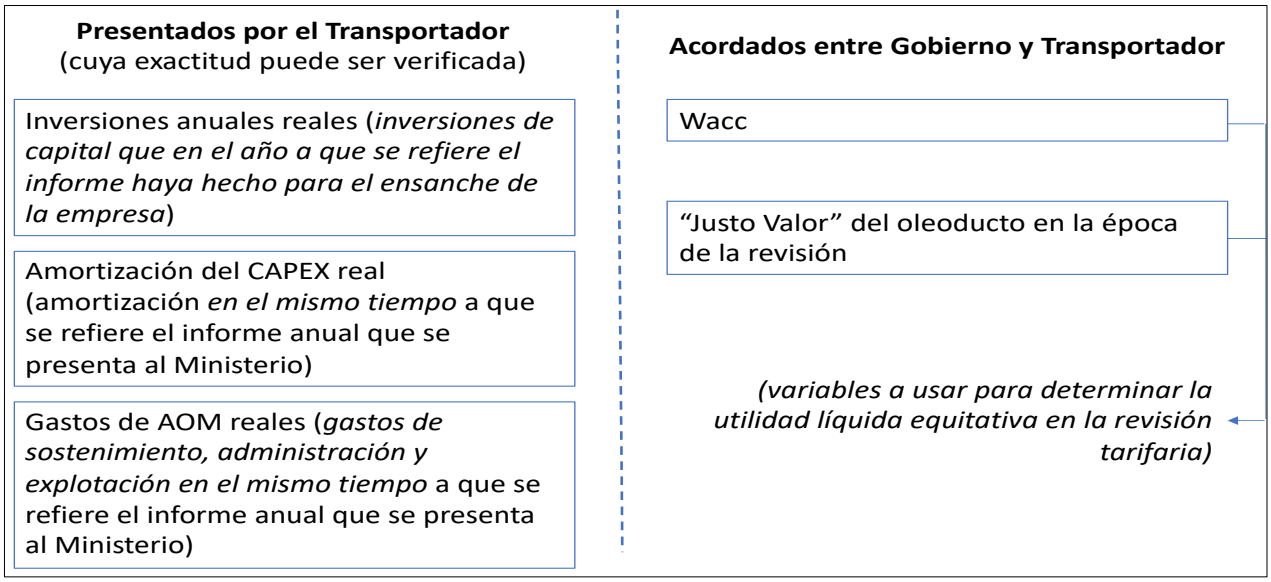
iii. Una utilidad líquida equitativa para el empresario del oleoducto.

iv. 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.

66 Artículo 203 del CP.
67 Artículo 57 del CP.

En este caso, adicionalmente se exige la presentación de un informe anual por parte de los trasportadores donde se dé *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 debe incluir los comprobantes respectivos y se constituye en la fuente de información que se debe usar para fijar la tarifa en la siguiente revisión.[68]

Información para las revisiones tarifarias para oleoductos Código de Petróleos



Fuente: Elaborado equipo consultor

En los dos casos, se observa el uso del término "equitativo" al referirse a la ganancia a reconocer al transportador en la fijación de la tarifa inicial y a la utilidad líquida a reconocer en las revisiones tarifarias.

En la tarifa inicial el alcance de "equitativo" es delimitado por el Código cuando expresa que la ganancia a reconocer *"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"*. Esto sería equivalente a la definición de criterios generales para determinar el costo del capital (Wacc) que se reconoce al transportador.

68 Artículo 204 del CP.

En las revisiones tarifarias, el alcance de "equitativo" se asocia al criterio de que la utilidad se debe calcular usando el *"justo valor"* de ducto al momento de revisar los cargos de transporte.

Conceptualmente el aspecto más importante del Código es que se trata de un enfoque metodológico de costo del servicio, pues se busca garantizar a las firmas la recuperación de los costos en que incurren. Por lo tanto, por ejemplo, cuando la norma menciona el término "justo valor" se interpreta que hace referencia a que la variable respectiva refleje los costos reales que enfrenta el transportador.

Al respecto vale la pena recordar que los marcos regulatorios en Estados Unidos y Canadá usan un concepto similar: que las tarifas de transporte por oleoductos deben ser *"justas y razonables"*[69], lo que materializan los reguladores buscando que estas reflejen los costos reales. En el primer país, se ha interpretado que las tarifas cumplen este principio si caen en la "*zona de razonabilidad"*, donde estas no son ni *"menores que compensatorias"* ni "*excesivas"*, lo cual se entiende cumplido al calcularlas con una metodología de costo del servicio.[70]

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE LA FÓRMULA TARIFARIA VIGENTE, PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTOS

Regulación vigente

Las reglas para establecer las tarifas de transporte por oleoductos que aplican actualmente se encuentran en las Resoluciones del MME 72146 y 72216 de 2014; 31325 y 31484 de 2015; 31285 de 2016 y 31123 y 31132 de 2019.

Las regulación distingue 3 casos tarifarios: (i) para trayectos existentes, aquellos que al momento de entrada en vigencia de la resolución 72146 de 2014 estaban en operación y tenían resolución de tarifa aprobada, (ii) para trayectos ampliados, aquellos cuya capacidad de diseño al momento de fijar la tarifa es mayor que la capacidad de diseño que tenía en el periodo tarifario anterior, y (iii) para trayectos nuevos, los que ingresan por primera vez en operación y cuyo acto administrativo de inicio de operaciones es expedido después de la fecha de entrada en vigencia de la Resolución 72146 de 2014.

El proceso general para la aprobación de tarifas se describe en la gráfica a continuación:

---

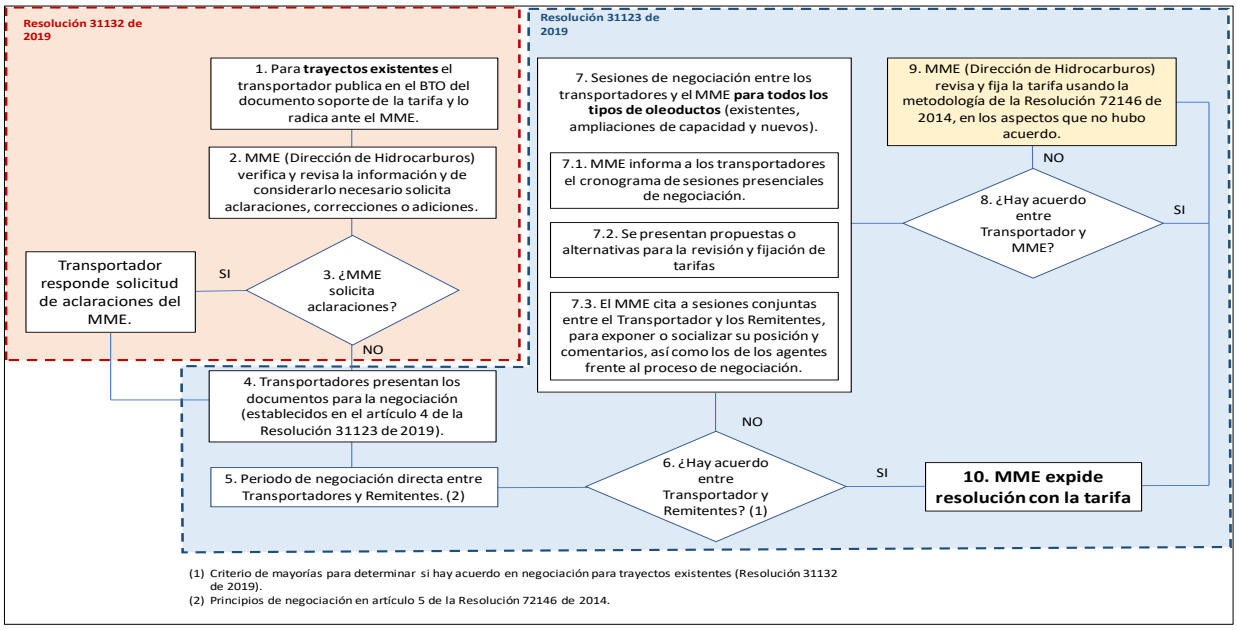
69 Lo que se puede explicar por el hecho de que el CP pudo escribirse tomando como referencia la experiencia norteamericana.

70 Ver orden 154B de la FERC y Regulatory Economics Group, *"Cost of Service Concepts"*, pg. 4, disponible en: http://www.regllc.com/publications/2c-3.%20Cost%20of%20Service%20Concepts.pdf

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Procedimiento para fijación de tarifas

-



Fuente: Elaborado equipo consultor

Los elementos principales son la negociación (entre transportador y remitentes y entre gobierno y transportador) y, cuando no hay éxito en ésta, la fijación de la tarifa siguiendo las fórmulas de la Resolución 72146 de 2014 así como lo señalado en el Código de Petróleos.

NEGOCIACIÓN

De forma general la regulación plantea los principios de libertad de acceso, libertad contractual y trato no discriminatorio, los cuales se desarrollan exigiendo que las negociaciones cumplan con criterios de apertura, transparencia y formalidad, igualdad de oportunidades de trato y uniformidad.[71]

Cuando la negociación es exitosa las tarifas se fijan en los términos alcanzados en ésta. Se entiende que se presenta un acuerdo para ductos existentes en estos casos[72]:

a. Si la cantidad de remitentes que aprueban el acuerdo es el presentado en la siguiente tabla, siempre que estos agentes tengan un porcentaje promedio de representación (según el volumen transportado[73]) mayor al 50%. Esta regla aplica cuando el número

71 Artículos 5 y 10 de la Resolución 72146 de 2014.

72 Resolución 31132 de 2019.

73 En la resolución citada se fija como periodo de evaluación de los volúmenes transportados, el que va entre el 1 de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019.

de agentes remitentes con relación contractual con el transportador que asistan a las negociaciones sea menor o igual a 20.

Número de remitentes que apoyan una negociación requeridos para avalar el acuerdo

Número de remitentes asistentes a la sesión	Número de remitentes asistentes, que aprueban las condiciones de la negociación, para declarar la existencia de un acuerdo.
1	1
2	1
3	2
4	2
5	3
6	3
7	4
8	4
9	5
10	5
11	6
12	6
13	7
14	7
15	8
16	8
17	9
18	9
19	10
20	10

Fuente: Tomado de la Resolución 31132 de 2019

b. Si al menos 3 agentes, que en conjunto representen el 70% o más del volumen transportado, aprueban el acuerdo. Esta regla aplica cuando el número de remitentes con relación contractual con el transportador, que asistan a la negociación, sea mayor o igual a 21.

Para trayectos ampliados y nuevos, la Resolución 72146 de 2014[74] dispone que el transportador puede pactar distintas tarifas con los remitentes interesados en contratar la nueva capacidad, reconociendo las *inversiones y costos* de que trata el artículo 56 del CP y respetando los principios de negociación mencionados anteriormente. En estos casos, no se prevé una regla especial para determinar si hay acuerdo (como la de mayorías para ductos existentes).

Conclusiones

I. Las negociaciones están previstas en el CP y por lo tanto es válido incluirlas en la regulación tarifaria.

II. La posibilidad de negociación entre transportadores y remitentes es positiva, pues permite a estos agentes reflejar sus expectativas comerciales y ajustar las tarifas de forma más ágil ante cambios en las condiciones del mercado. Las fórmulas tarifarias son generales y relativamente rígidas, debido a que se revisan cada cuatro años y su cambio requiere periodos de análisis y discusión con la industria.

74 Artículos 10 y 12.

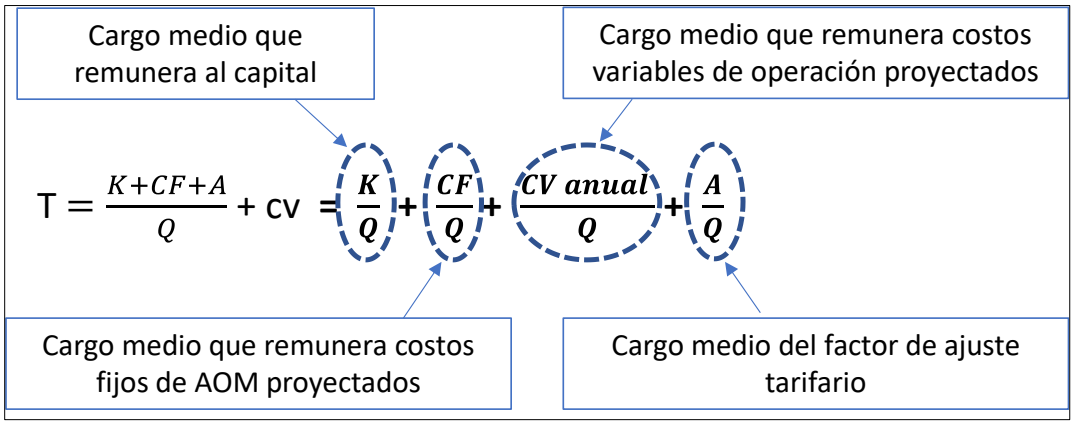
Sin embargo, una condición necesaria para que las negociaciones cumplan sus objetivos[75] es que estén libres de la posibilidad de ejercicio de posición dominante por alguna de las partes. El alto grado de integración vertical y horizontal que caracteriza al sector, donde se destaca que el accionista controlante en los transportadores que operan ductos principales es también el remitente que más usa la infraestructura (el 78.1% del volumen que movió la red de transporte en el 2019 fue de su propiedad[76]), genera grandes dudas sobre la eficiencia del esquema de mayorías vigente.

III. Las ampliaciones de capacidad en trayectos existentes y los trayectos nuevos, se llevarán a cabo sólo si existe acuerdo entre el transportador y los usuarios interesados. De hecho, aún si el MME es quien fija la tarifa, será necesario que el transportador y los remitentes firmen contratos de transporte que permitan el cierre financiero y la ejecución de los proyectos. Al respecto, llama la atención que la regulación no contiene condiciones específicas para garantizar la libre concurrencia de agentes interesados en contratar las nuevas capacidades de transporte.

FÓRMULA TARIFARIA

Las fórmulas vigentes llevan a una tarifa en términos de $USD por barril transportado, que equivale a la suma de los siguientes cargos medios.

Componentes de la fórmula tarifaria general vigente



Fuente: Elaborado Equipo consultor

El numerador en cada sumando es el ingreso regulatorio que se reconoce anualmente para remunerar al capital, cubrir los costos fijos y variables de operación y para trasladar a los

75 Las negociaciones corresponden a un proceso de *entregar y recibir*. Las partes *"entregan"* o hacen concesiones en algunos asuntos con el objetivo de alcanzar un acuerdo general (visto como un todo) que les resulte favorable.

76 Ver análisis de integración.

remitentes el ajuste tarifario. El denominador, en todos los casos, es el volumen anual equivalente de la proyección de flujos a transportar en el horizonte de proyección[77].

En las siguientes secciones se analizan cada uno de estos componentes. Para ilustrar algunas características de la metodología se usan los datos disponibles (históricos y proyectados) para inversiones, costos y demanda, de un oleoducto principal del sistema de transporte, al que nos referiremos como ***caso de referencia***[78]. En este documento se mencionará el término ***"captura de rentas"*** cuando el ingreso efectivamente percibido por el transportador es superior a sus costos[79].

Ingreso que remunera al capital

Este ingreso remunera la inversión calculada a partir de:

- La inversión inicial utilizada en el periodo tarifario 2011-2015 (a la que nos referiremos en adelante como la ***Io de 2011***),
- Las ***inversiones históricas*** que han entrado en operación desde 2011 (inclusive) y el año previo al inicio del periodo tarifario para el cual se calcula la tarifa, y
- Las ***inversiones proyectadas*** por el transportador para aumento de confiabilidad o de la vida útil del ducto, en el horizonte de proyección.

La ***Io de 2011*** fue informada por los transportadores en su momento siguiendo la disposición del Artículo 3 de la Resolución 124386 de 2010, que establecía:

> *"Artículo 3º. INVERSIONES Y COSTOS A RECONOCER. De conformidad con el Artículo 56 del Código de Petróleos o las normas que lo modifiquen o sustituyan, las inversiones y costos a reconocer a los transportadores en las tarifas son: i) La amortización del* ***capital invertido en la construcción****. ii) Los gastos de sostenimiento, administración y explotación y iii) Una ganancia equitativa para el empresario, en la forma prevista en la mencionada norma.*
>
> *Parágrafo 1º. Para la fijación de la tarifa del primer período tarifario a partir de la entrada en vigencia de esta Resolución y sólo por una vez,* ***el transportador deberá informar a la Dirección de Hidrocarburos el valor del capital invertido de que trata este artículo, debidamente justificado, con soportes de cálculo y certificado por revisor fiscal****, a más tardar en la fecha fijada para esto en el segundo inciso del literal c) del Artículo 6º de esta Resolución;* ***de no hacerlo****, la*

77 8 años a partir de la fecha de inicio del periodo tarifario.

78 Se omite mencionar el nombre del transportador y del oleoducto, pues el objetivo es ilustrar el funcionamiento de las fórmulas tarifarias.

79 La renta capturada es la diferencia entre el ingreso y el costo real.

> *Dependencia mencionada* ***tomará el valor de capital invertido utilizado para la última fijación de tarifas*** *realizada antes de la entrada en vigencia de esta Resolución."*
> (Subrayado y resaltado fuera de texto)

Esta norma no estableció una diferencia entre las inversiones existentes (oleoductos en operación) y las inversiones nuevas, ni los parámetros que las empresas debían aplicar para determinar el valor de la inversión a ser remunerada. Adicionalmente, a pesar de que se cita el Artículo 56 del CP donde se exige remunerar el capital invertido en la construcción del oleoducto, tampoco se tuvo en cuenta que, a la fecha de esta resolución, los oleoductos que se encontraban en operación ya habían aplicado previamente tarifas de transporte y por tanto habían recibido en el ingreso una parte de la remuneración de la inversión, que debía descontarse de la inversión inicial.

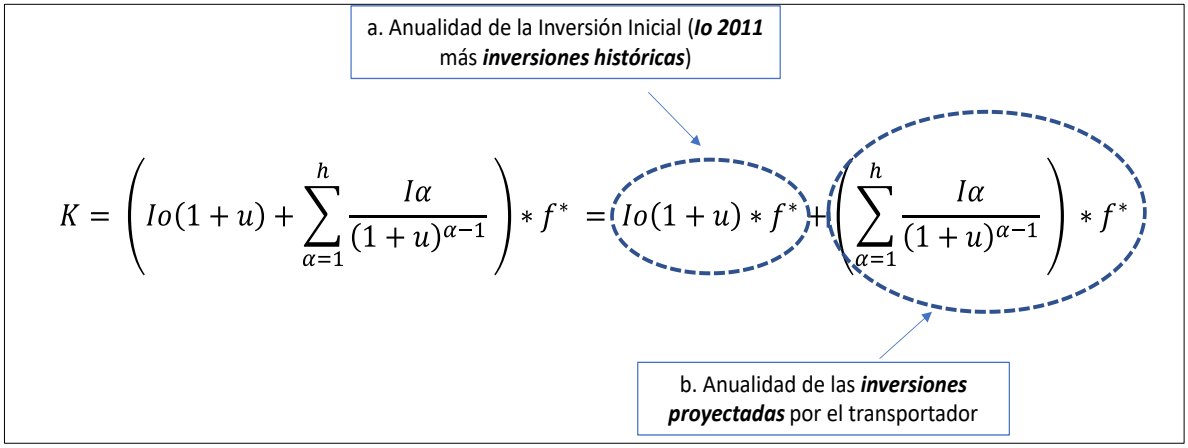
Con la información reportada por los agentes, se puede evidenciar que la mayoría optaron por realizar un avaluó técnico de los activos y establecer una vida útil, independientemente de los años que tenían en operación los oleoductos, como se mencionó anteriormente.

En las entrevistas sostenidas con los agentes interesados en el desarrollo de este estudio, algunos transportadores informaron que la elección del método para determinar el ***valor del capital invertido*** se realizó considerando, en conjunto, lo previsto en la Resolución 124386 de 2010 y el concepto de "***justo valor"*** del oleoducto del Código de Petróleos.

Las ***inversiones históricas*** son las que han sido certificadas en los informes anuales que envían los transportadores al MME y las ***inversiones proyectadas*** son presentadas en el expediente tarifario por el transportador.

A partir de estas variables se fija el ingreso regulado anual total que remunera el capital, que es igual a la suma de la anualidad de la ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** (*Io 2011* más *inversiones históricas*) y la anualidad de las ***inversiones proyectadas*** ($I\alpha$).

Fórmula tarifaria del cargo medio que remunera al capital



Fuente: elaborado equipo consultor

Las anualidades se calculan usando el periodo de recuperación de la inversión que decidió el transportador para las tarifas del período 2011-2015[80]. La Resolución 124386 de 2010 permitió que cada transportador determinara el período de recuperación de la inversión y estableció, como horizonte de proyección para la tarifa (que se usa para determinar anualidades de los costos fijos y variables y de la demanda), el equivalente a dos períodos tarifarios es decir 8 años.

La metodología asume flujos de dinero al inicio de periodo y consecuentemente establece:

- Que la fórmula para determinar las anualidades constantes (***f****) corresponde a la función matemática que asume pagos al inicio de cada año,

- Que las inversiones anuales proyectadas deben considerarse como si fuesen realizadas al inicio de cada año tarifario. En el último sumando de izquierda a derecha en la fórmula presentada en gráfica 3 se observa que, consistente con lo anterior, la inversión anual del año 1 no se descuenta[81].

Se destaca que todas las cifras de inversión se usan en USD constantes de la fecha de inicio del periodo para el cual se calcula la tarifa[82] y que la ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** (literal a en la gráfica 3) presenta un tratamiento especial al ser multiplicada por el factor ***(1+u*)***.

---

80 Los agentes optaron por periodos de recuperación para la inversión de 8, 15 y 20 años. La única restricción para determinar este periodo era que el mismo no fuera menor a 8 años. Ver artículo 11, parágrafo 4, de la Resolución 124386 de 2010.

81 Pues $\alpha-1$ en el exponente del denominador es cero en este caso.

82 La ***Io 2011*** y las ***inversiones históricas*** se actualizan a esta fecha usando el PPI de USA. Ver definición de la variable FX en el Artículo 15 de la Resolución 72146 de 2014.

A partir de la revisión tarifaria siguiente a la fecha de finalización del periodo de recuperación de la inversión, si el ducto continúa prestando el servicio de transporte, se aplican las siguientes disposiciones:

- No se consideran en la ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** la *Io 2011* ni las inversiones históricas que también hayan cumplido el periodo de recuperación[83], y

- Para determinar la utilidad liquida equitativa de que trata el Artículo 57 del Código de Petróleos se estima el *"justo valor del oleoducto"* mediante una metodología de Costo de Reposición Depreciado. Al resultado de la valoración se le descuentan las inversiones anuales *"que entraron en operación en los periodos tarifarios anteriores que aún siguen vigentes y las inversiones de las tarifas de otros trayectos que coexisten con el trayecto existente, con el fin de incluir el ítem de inversión inicial (Io) en el parámetro de remuneración al capital (K)"*[84]

Conclusiones

I. El uso de la variable ***Io 2011*** cuando ésta no reflejó el costo real para el transportador no se ajusta a las disposiciones del CP.

   Para soportar esta afirmación es necesario tener en cuenta que:

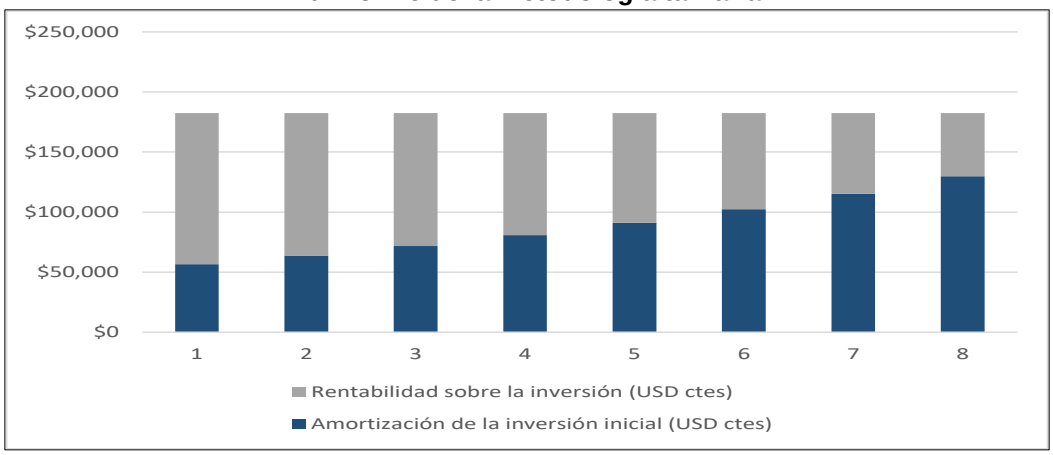
   a. Los pagos anuales uniformes para remunerar el capital de la metodología vigente reflejan la amortización de la inversión en el periodo de recuperación y el costo del capital. Por ejemplo, suponiendo una inversión inicial de 1 millón de USD, un periodo de recuperación de la inversión de 8 años y la tasa de descuento antes de impuestos vigente (12.58%), la anualidad asumiendo flujos al inicio de cada año sería de $182,457.1 USD constantes, la cual remunera el siguiente perfil de amortización de la inversión inicial (barras azules) y de costo de capital sobre la inversión realizada (barras grises):

83 Artículo 2 de la Resolución 31325 de 2015.

84 Parágrafo 4 del artículo 7 de la Resolución 72146 de 2014.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Amortización de la inversión y costo del capital implícitas en la anualidad uniforme de la metodología tarifaria



Fuente: Elaborado equipo consultor

b. Bajo una metodología de costo del servicio se reconoce el retorno de la base de activos (amortización) y el retorno sobre ésta (la base de activos multiplicada por el costo del capital), donde la base de activos corresponde al costo real que enfrenta el transportador. Por ejemplo, en Estados Unidos, donde se usa este tipo de esquema tarifario, la base de activos está conformada por la inversión realizada menos la depreciación acumulada más el costo de capital usado en la construcción y el capital de trabajo reconocido.

c. El parágrafo 1 del Artículo 3 de la Resolución 124547 de 2010, se refiere concretamente al Artículo 56 del Código de Petróleos, y en consecuencia al capital invertido en la construcción del oleoducto.

d. El Artículo 57 del CP aplica para la revisión cuatrienal[85] y en éste el concepto de "justo valor" no se introduce para reemplazar el valor inicialmente invertido en la construcción, sino para determinar un valor actualizado que sirve para calcular la utilidad liquida del transportador en la revisión. Vale la pena reiterar que la instrucción de la Resolución 124386 de 2010 de: "*informar a la Dirección de Hidrocarburos el valor del capital invertido de que trata este artículo, debidamente justificado, con soportes de cálculo y certificado por revisor fiscal*"**,** debía entenderse en el marco de la metodología de costo del servicio prevista en la norma superior (el CP).

e. Al usar una inversión inicial calculada con un método que se aleja del costo real (como las de Valor de Mercado en Uso o Valor de Reposición a Nuevo[86]) la

85 No para la fijación inicial de la tarifa del oleoducto.

86 Este tipo de métodos son usados en esquemas tarifarios basados en incentivos. No obstante, en estos regímenes es común que el regulador establezca la metodología en detalle (ver por ejemplo la contenida en la Resolución CREG 126

metodología lleva a reconocer una amortización sobre dichos valores y no las amortizaciones reales[87] y a reconocer un retorno sobre la base de activos (que en los términos del artículo 57 del CP es la utilidad líquida equitativa) sobre un valor diferente al *"justo valor"* del oleoducto.

f. Cuando el valor reportado por los transportadores como *Io 2011* es superior al valor contable que tenían registrado en sus libros y no se contabilizó el ajuste por valorización correspondiente, desde la aplicación de la Resolución 124 386 de 2010, se presentan diferencias entre lo contable y lo regulatorio, generando un desbalance financiero significativo, ya que los ingresos provienen de aplicar una tarifa calculada sobre la base de un activo "teórico". Como resultado natural de este desbalance se genera una mayor utilidad antes de impuestos en los resultados financieros de los transportadores y, por lo tanto, una mayor rentabilidad sobre el activo correspondiente al capital invertido en la construcción. De acuerdo con el estudio realizado la rentabilidad del activo, establecida como la Rentabilidad del Activo (ROA) promedio en el sector, se encuentra en niveles de 23,6%, cifra que es superior frente a la tasa determinada en la regulación para el mismo periodo, que correspondía a 8,43%.

II. El reconocimiento de las inversiones anuales históricas es coherente con el CP. El transportador incluye en sus informes anuales al MME[88] los valores de estos egresos de capital, certificados por auditor externo, lo que busca que el ingreso regulatorio refleje el costo real. No obstante, las fórmulas:

a. Para determinar la ***Io*** usan la suma de los valores anuales de inversión en USD constantes, lo que es un error matemático. Dado que al inicio del periodo tarifario (x) se reconoce el valor presente de la proyección de inversiones anuales; lo correcto es que en el periodo tarifario siguiente (x+1) se use el VPN de las inversiones ejecutadas en x, re expresando en USD del inicio de (x+1)[89].

b. Carecen de mecanismos para:

- Evaluar si las inversiones realizadas fueron prudentes técnica y económicamente *para aumentar la capacidad de diseño, mejoramiento de su confiabilidad o incremento de la vida útil del activo*[90],

- Verificar si las inversiones realizadas correspondieron a las planeadas e incluidas en la última revisión tarifaria,

---

de 2010 para gasoductos) pues dejarla totalmente a discreción de los agentes puede llevar a comportamientos estratégicos tendientes a obtener cargos cercanos a los de monopolio sin regulación (pues el comportamiento racional de los agentes es maximizar la utilidad).

87 Que son las que se deben reconocer bajo los artículos 56 y 204 del CP.

88 Artículo 14 de la Resolución 72146 de 2014.

89 Usando el FX (PPI de USA).

90 Ver Artículos 3 y 14 y la definición de la variable K en el artículo 7, de la Resolución 72146.

- Verificar que se estén reportando con precisión los valores de activos que salieron de operación durante el periodo tarifario, y

- Evitar que la distribución de inversiones que no pueden asignarse directamente a un ducto específico, sean distribuidas por el transportador con el propósito de optimizar las tarifas de tal forma que maximice su beneficio y no siguiendo un criterio técnico objetivo.

III. En los considerandos de la Resolución 72216 de 2014 se menciona como justificación de la introducción del factor ***(1+u*)*** lo siguiente:

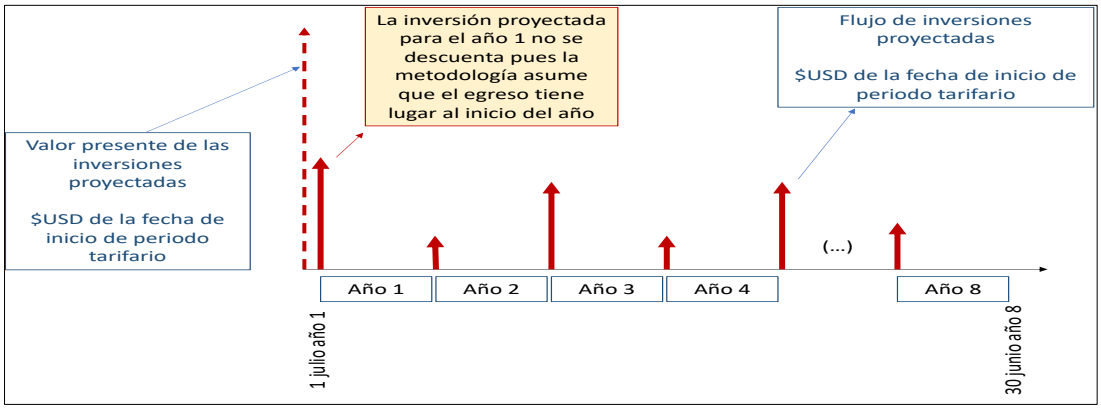
> *"Las observaciones presentadas por los interesados señalan respecto de las fórmulas de cálculo de las tarifas contenidas en el artículo 7º de la Resolución 72 146 de 2014, lo siguiente:*
>
> *(…)*
>
> *- Se estandarizan todas las fórmulas, **combinando el cálculo de valores presentes al año 1** de los flujos con el cálculo de anualidades equivalentes que asumen pagos anticipados de la tarifa.*
>
> *- Sin embargo, en la fórmula Anexa No. 1, el valor de la Inversión Inicial (Io) se afecta solamente por el factor de anualidad equivalente (f*) **sin que sea llevado al año 1 de los flujos, por lo que se estarían sumando términos equivalentes en periodos distintos**, con un impacto negativo en la tarifa resultante.*
>
> *- A su vez, en la fórmula anexa No. 1 referente al ingreso anual reconocible por remuneración al capital, la inversión inicial (Io) se está afectando únicamente por el factor de recuperación y capital f* **sin que sea llevado al año 1 en el que se encuentran los demás factores utilizados**, por lo que se mantendría una disparidad en los términos del valor del dinero en el tiempo.*
>
> *Realizado el análisis de la Dirección de Hidrocarburos frente a estos planteamientos, se tiene que efectivamente al existir un desfase de un periodo entre la inversión inicial (Io) y las inversiones que entrarán o entraron en operación (Ia), para poder realizar la adición de los flujos de caja correspondientes, se hace necesario como un alternativa de solución, afectar (Io) por la tasa de descuento (u*) en un periodo, es decir, reemplazar la variable (Io) por (Io+(1*u*)) en la expresión del Ingreso anual reconocible por recuperación al capital. **De esta manera, los dos sumandos se encuentran en un mismo periodo y se corrige la disparidad** que podría presentarse al aplicar la fórmula sin esta solución."*
>
> (Subrayado y resaltado fuera de texto)

Lo anterior deja claro que el objeto del ajuste era llevar la *Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa* un año adelante usando la tasa de descuento antes de

impuestos (u*). Esto es inconsistente con el resto de la fórmula, pues equivale a llevar la inversión al inicio del año 2 (emulando un flujo de caja vencido en el año 1), mientras que las nuevas inversiones (Ia), costos fijos y variables y el factor de anualidad están al inicio del periodo (equivalentes a flujos de caja anticipados).

La siguiente gráfica ilustra la forma como la metodología considera el flujo de inversiones proyectadas al momento de la revisión tarifaria[91]. Nótese que no es necesario descontar la inversión proyectada para el año 1, pues ya se ubica en la fecha de inicio del periodo tarifario.

Tratamiento de las inversiones anuales proyectadas en la fórmula tarifaria vigente



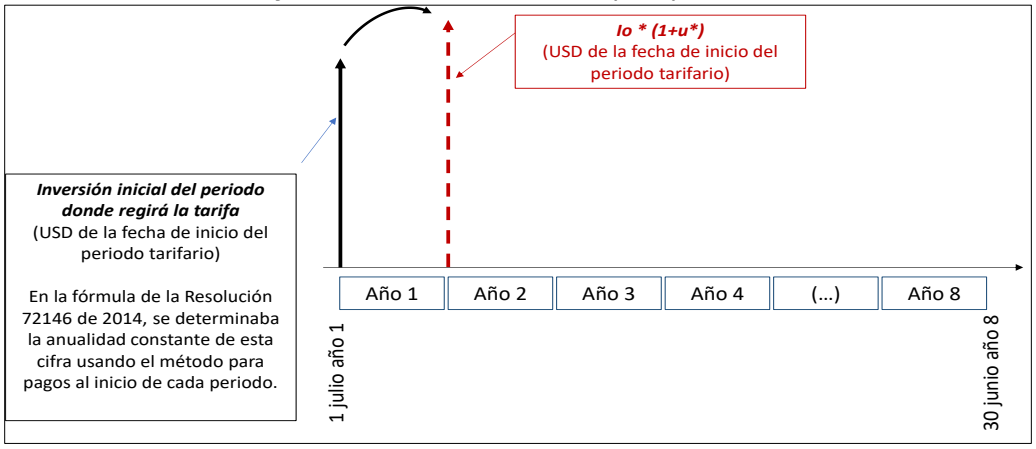
Fuente: Elaborado equipo consultor

Entonces, el ajuste en la práctica está llevando la ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** al año 2.

91 Se aprecia que el supuesto de que los pagos suceden al inicio de cada año conduce a que la inversión proyectada para el año 1 no sea descontada, pues ya se ubica en la fecha de inicio del periodo tarifario.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Ajuste de la *Io* con el factor *(1+u*)*

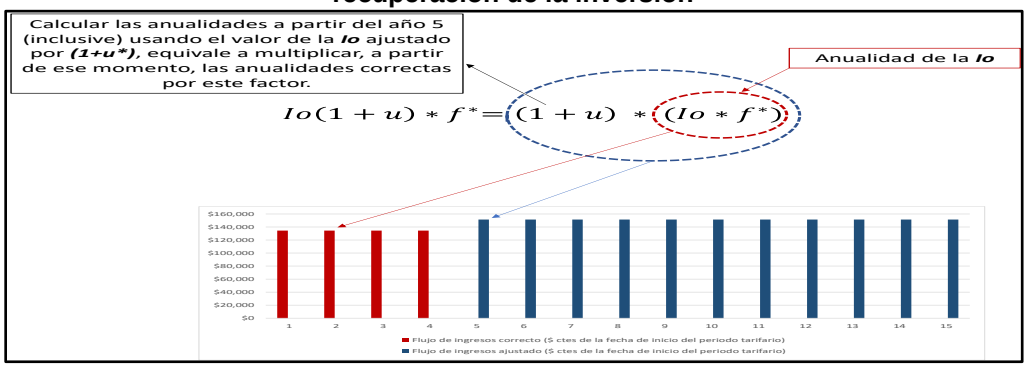


Fuente: Elaborado equipo consultor

Combinar flujos de caja vencidos (inversión inicial) y flujos de caja anticipados (nuevas inversiones + factor de anualidad), es un error de aplicación de matemática financiera, que genera una remuneración adicional a la inversión inicial.

Supóngase que se tiene una inversión inicial ***Io*** de $1,000,000 a ser recuperada mediante anualidades constantes en un periodo de 15 años con la tasa de descuento ***u**** (12.58%) y que, al realizar una revisión tarifaria en el inicio del año 5, las anualidades se recalculan usando la inversión multiplicada por ***(1+u*)***. La gráfica siguiente muestra que el error de la metodología equivale a aumentar los pagos periódicos por ***(1+u*)***.

Efecto de ajustar la *Io* con el factor *(1+u*)* en un punto intermedio del periodo de recuperación de la inversión



Fuente: elaborado equipo consultor

En el mismo sentido, en la tabla siguiente se puede observar que independiente de que los flujos sean anticipados o vencidos se remunera la inversión inicial completa a la tasa pactada; pero, al combinar flujos de caja anticipados y vencidos como se

estableció en la Resolución 72216 de 2014, se genera una remuneración superior a la correcta (valor presente neto superior a cero).

Remuneración de la inversión inicial con flujos de caja vencidos y anticipados.

		PERÍODO DE AMORTIZACIÓN								
Io =$1.000.000	VNA (12,58%)	0	1	2	3	4	5	6	7	8
FLUJO CAJA ANTICIPADO	-$ 0,00	$ 817.553	-$ 182.447	-$ 182.447	-$ 182.447	-$ 182.447	-$ 182.447	-$ 182.447	-$ 182.447	
TIR	12,58%									
FLUJO DE CAJA VENCIDO	-$ 0,00	$ 1.000.000	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399	-$ 205.399
TIR	12,58%									
Resolución 72216 (Io * (1+u*)	$ 111.742,76	-$ 794.601	$ 205.399	$ 205.399	$ 205.399	$ 205.399	$ 205.399	$ 205.399	$ 205.399	
TIR	17,48%									

Fuente: Elaborado equipo consultor

IV. El reconocimiento de las inversiones proyectadas se considera válido a la luz de las disposiciones del Código de Petróleos. Sin embargo, análogamente al caso de las inversiones históricas, las fórmulas no establecen criterios para:

a. Evaluar si los proyectos plantados por el transportador son prudentes y técnicamente adecuadas para aumentar la capacidad de diseño, mejoramiento de su confiabilidad o incremento de la vida útil del activo.

b. Identificar si las inversiones llevan a la reposición de activos existentes (que posteriormente deben ser reportados para ser retirados de la base de activos, según lo establecido en el Artículo 7 de la Resolución 31325 de 2014).

c. Evitar que la distribución de las inversiones planeadas, que no pueden asignarse directamente a un ducto específico, sean distribuidas por el transportador con el propósito de maximizar el beneficio que otorgan las tarifas y no siguiendo un criterio técnico objetivo.

V. Al ser diferentes el periodo de recuperación de la inversión (n) y el horizonte de proyección (h), cuando los volúmenes a transportar (Q) no son constantes, se

genera una distorsión en los tiempos de amortización de la inversión o una posible sobre o sub remuneración de la misma.[92]

Al descontar los flujos de caja de ingresos recibidos por el componente de inversión a una tasa de remuneración, el valor presente neto debería dar cero, no debería haber una remuneración adicional, ni quedar sub-remunerada la inversión; lo que equivale a que el inversionista reciba al final del tiempo previsto el valor de la inversión realizada más la rentabilidad definida en la regulación. En otra equivalencia, la TIR del inversionista en el período de recuperación de la inversión debería ser el equivalente a la tasa de remuneración establecida por la regulación.

Para que lo anterior se cumpla, se debe tener que:

- Horizonte de proyección (h) = Período de amortización (n)
- Si h es diferente a n, Q debe ser constante.

Si esto no se cumple la TIR puede afectarse, es decir puede ser mayor o menor dependiendo si los volúmenes crecen o decrecen. Cuando los volúmenes son mayores a los reales, la inversión se estaría remunerando en menor tiempo del "n" establecido y viceversa. A este respecto se adjunta archivo de validación en el Anexo 0.

En la revisión realizada de la aplicación de la fórmula de algunos agentes que presentaron un h # n, se encontró que:

- Los volúmenes tanto proyectados como reales no son constantes.

- Para los segmentos o tramos que han tenido volúmenes superiores a los proyectados, en algunos casos se encontró que ya se ha amortizado (una proporción de la inversión inicial superior al tiempo transcurrido), faltando el 47% del tiempo para completar el período de recuperación de la inversión. Es decir, con la mayor ejecución de los volúmenes y dada la aplicación de la fórmula, los períodos de recuperación de la inversión son mucho menores que los previstos a la entrada en vigencia de la resolución. (…)

- Para los segmentos o tramos que recurrentemente no alcanzan las proyecciones de volúmenes, la fórmula no permite la recuperación de la inversión en el tiempo definido inicialmente.

---

92 En sectores comparables como el transporte de gas por ductos, la CREG aprueba un periodo de recuperación común a todos los sistemas (20 años), periodo que guarda relación con la valoración del activo bajo el método de reposición a nuevo. Ver Resolución CREG 126 de 2010.

VI. La regla para la remuneración de inversión cuando termina el periodo de recuperación de la inversión del parágrafo 4 del Artículo 7 de la Resolución 72146 de 2014, no es clara y puede llevar a interpretaciones que no se ajusten al Código de Petróleos, de forma análoga a lo que sucedió con el cálculo de la ***Io 2011***.

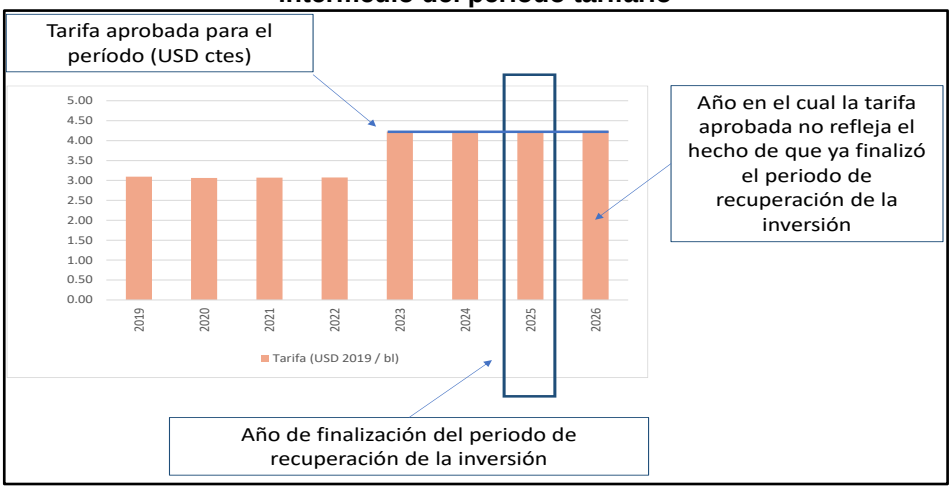
El Artículo 57 del Código de Petróleos establece que el justo valor del oleoducto se utiliza sólo como base de cálculo de la utilidad líquida equitativa del transportador y no para constituirse en un nuevo valor de inversión a ser remunerado. Es decir que el valor de Inversión Inicial incluido en el componente K de la fórmula tarifaria actual debería desaparecer a partir de la terminación del periodo de recuperación y sólo se incluirían las inversiones requeridas para garantizar la integridad y la adecuada operación del oleoducto.

Este tratamiento es consistente con las conclusiones presentadas en el reporte de la *"CONSULTORÍA EN APOYO A LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN LOS TEMAS DE ABASTECIMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, REGASIFICACIÓN, DEMANDA, ASPECTOS INSTITUCIONALES Y REGULACIÓN DE GAS NATURAL",* en el cual se realiza un análisis del esquema o parámetros a tener en cuenta al momento de regular sobre los periodos de recuperación de la inversión y donde se menciona: *"Frente a la vida útil efectiva de unos activos que superan ampliamente los períodos de recuperación de la inversión fijados por el regulador, se plantea que la inversión ya ha sido recuperada y por ende no requiere reconocimientos de remuneración adicional, una vez concluye el período de recuperación de la inversión.*

VII. Reconocer en la revisión tarifaria posterior a la finalización del periodo de recuperación de la inversión, una inversión inicial (*Io*) igual al resultado de la valorización del ducto con la metodología de Costo de Reposición Depreciado menos las inversiones anuales históricas, que aún no cumplen el periodo de recuperación de la inversión, se apartan de los principios del Código de Petróleos, porque:

a. Cuando un ducto cumple el periodo de recuperación de la inversión en un año intermedio de un periodo tarifario, el transportador recibe una remuneración no soportada en costos, entre el fin del periodo de recuperación y la siguiente revisión tarifaria.

Efecto de finalización del periodo de recuperación de la inversión en un año intermedio del periodo tarifario



Fuente: Elaborado equipo consultor

b. Al calcular la anualidad de la inversión inicial en la siguiente revisión tarifaria, se estaría reconociendo implícitamente una amortización sobre la diferencia entre la valorización del ducto y las inversiones anuales que aún no cumplen el periodo de recuperación de la inversión, la cual no corresponde a la real que enfrenta el transportador (que debería ser cero para las inversiones que ya completaron el periodo de recuperación).

Ingreso que remunera los costos fijos

Las disposiciones actuales para determinar los costos fijos a remunerar en la tarifa son[93]:

- Para la fijación inicial de tarifas los transportadores deben presentar a la Dirección de Hidrocarburos, un documento donde se evidencien las proyecciones de costos fijos y variables *debidamente justificados*, con sus respectivos soportes de cálculo.

- Los costos proyectados deben ser consistentes con el programa de mantenimiento que se publique en el BTO.

- La revisión de tarifas debe hacerse teniendo en cuenta los gastos de sostenimiento, administración y explotación *debidamente comprobados*.

- De conformidad con el Artículo 204 del Código de Petróleos, cada transportador debe presentar a la Dirección de Hidrocarburos un reporte anual donde *dará cuenta detallada*

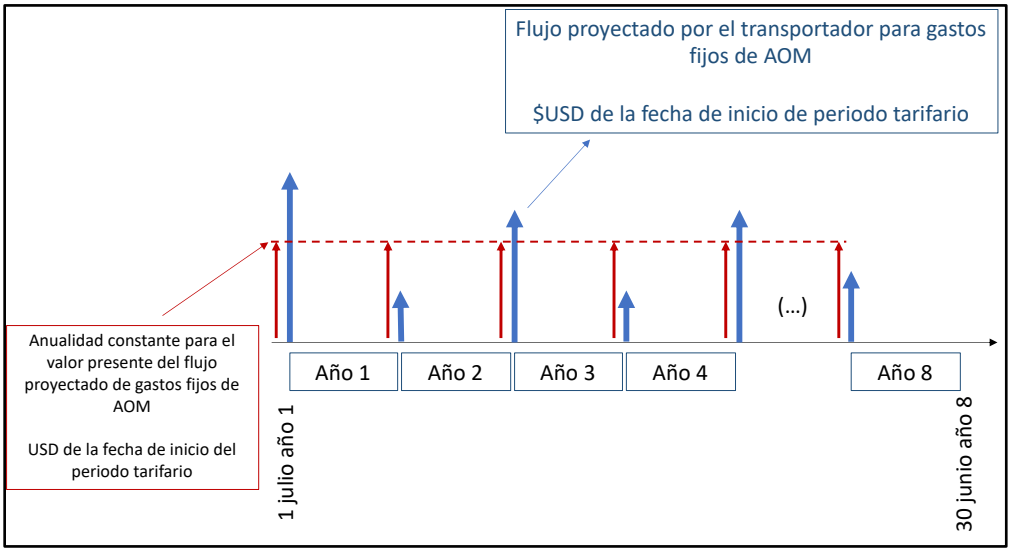
93 Artículo 3, Parágrafo 1, Artículos 4, 7 y 14, de la Resolución 72146 de 2014.

de los costos fijos y variables en los que haya incurrido, para cada trayecto en el año tarifario vencido.

- La asignación de los costos fijos del transportador, cuando cuenta con varios tramos o trayectos, debe realizarse según los costos atribuibles de manera directa a cada uno de ellos.

El ingreso para remunerar estos costos, que se reconoce en la tarifa, es la anualidad constante bajo el método para pagos al inicio de cada periodo.

Esquema para el reconocimiento del flujo proyectado de gastos fijos de AOM



Fuente: elaborado equipo consultor

Conclusiones:

I. El concepto que subyace en la fórmula es coherente con el CP al buscar reflejar en las tarifas los costos que proyectó el transportador, que son una estimación de los reales que espera enfrentar en el periodo tarifario. Sin embargo, la redacción actual lleva a desviaciones entre los costos reconocidos en las tarifas y los reales.

II. La regulación presenta las siguientes deficiencias:

a. No establece criterios para evaluar si los costos que conforman la proyección están asociados con acciones o actividades que son razonables técnica y económicamente para la adecuada prestación del servicio.

b. No específica los conceptos que pueden incluirse en la presupuestación de los costos fijos y los que no deben ser considerados, para evitar que las tarifas reconozcan más de una vez ciertos egresos (por ejemplo, que algunos suministros sean considerados simultáneamente en el plan de inversiones anuales y en los gastos fijos de operación o mantenimiento).

   Durante la revisión realizada en este estudio se pudo establecer que, tanto en los expedientes tarifarios como en los reportes anuales enviados por los transportadores al Ministerio, los costos y gastos se presentan resumidos en una sola línea y no cumplen con los elementos de detalle establecidos en la resolución para justificar y comprobar las proyecciones y/o ejecuciones. El máximo nivel de desagregación encontrado en algunos expedientes tarifarios y reportes anuales corresponde a una relación teórica de los costos y gastos incluidos, pero no se cuenta con la separación de las cifras relacionadas para cada uno de los conceptos y no se puede establecer la pertinencia de los costos con la operación.

   El impacto monetario de esta observación no puede establecerse ya que no se dispone de los datos para independizar este concepto, sustentando la importancia de contar con información detallada para cualquier análisis.

c. En los análisis realizados previamente, se evidencia que no se han usado las cifras históricas debidamente comprobadas, lo que ha llevado a que los valores proyectados por costos fijos sean siempre superiores a los realmente ejecutados en la mayoría de los sistemas de transporte, generando una tarifa mayor a la requerida. La aplicación correcta de la Resolución 72146 de 2014 y el Artículo 204 del Código de Petróleos, implica que la revisión tarifaria debe realizarse con base en las cifras de ejecución real presentadas al Ministerio, en el reporte anual.

d. No prevé mecanismos para evitar que el transportador distribuya los costos fijos entre sus ductos, con el propósito de maximizar el beneficio que otorgan las tarifas y no siguiendo un criterio técnico objetivo.

Ingreso que remunera los costos variables de operación

Las disposiciones actuales para determinar los costos variables a remunerar en la tarifa son[94]:

- Se reconoce una anualidad uniforme que recupera el valor presente de los costos variables totales (costo variable unitario por el volumen que se espera transportar en cada año).

94 Artículo 3, Parágrafo 1, Artículos 4 y 14, Fórmula Anexa No. 4, de la Resolución 72146 de 2014.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

- Para la fijación inicial de tarifas, los transportadores deben presentar a la Dirección de Hidrocarburos un documento soporte donde se evidencien las proyecciones de costos fijos y variables *debidamente justificados*, con sus respectivos soportes de cálculo.

- Los costos proyectados deben ser consistentes con el programa de mantenimiento que se publique en el BTO.

- La revisión de tarifas debe hacerse teniendo en cuenta los gastos de sostenimiento, administración y explotación *debidamente comprobados*.

- De conformidad con el Artículo 204 del Código de Petróleos cada transportador debe presentar a la Dirección de Hidrocarburos un reporte anual donde *dará cuenta detallada* de los costos fijos y variables en los que haya incurrido para cada trayecto en el año tarifario vencido.

- Cuando se tienen varios tramos o trayectos, a cada uno de ellos deben ir los costos que les son atribuibles de manera directo.

- En este concepto es factible incluir los recursos requeridos para fondear el abandono de la infraestructura.

Conclusiones:

I. El objetivo de la fórmula es coherente con el CP al buscar reflejar en las tarifas los costos variables proyectados, que al igual que en los costos fijos serán la estimación de los reales que espera enfrentar el transportador en el periodo tarifario. Sin embargo, la redacción actual lleva a desviaciones entre los costos reconocidos en las tarifas y los reales.

II. La regulación presenta las siguientes deficiencias:

a. No establece criterios para evaluar si los costos variables proyectados están correctamente estimados y soportados.

Al igual que en el caso de los costos fijos, durante la revisión de expedientes se identificó que: (i) no hay información detallada que permita verificar los costos variables estimados para proyección de la tarifa, (ii) los reportes anuales presentan los costos variables en una sola línea y no se puede determinar la razonabilidad y pertinencia de los mismos, (iii) no se definió que las proyecciones de costos variables para el siguiente periodo tarifario, deberían hacerse con base en la información histórica presentada en los reporte anuales, y (iv) los valores proyectados por costos variables han sido recurrentemente superiores a los efectivamente ejecutados, generando como resultado una tarifa superior a la requerida para remunerar los costos reales.

b. No especifican los conceptos que pueden incluirse en la presupuestación de estos costos, para evitar que las tarifas reconozcan el mismo concepto simultáneamente como costo fijo y como variable y evitar que costos que por su naturaleza son fijos, sean reportados como variables o viceversa.

c. No prevé mecanismos para evitar que el transportador distribuya los costos variables entre sus ductos con el propósito de maximizar el beneficio que otorgan las tarifas y no siguiendo un criterio técnico objetivo.

d. Asimilándose a un costo variable, la resolución contempla que la tarifa puede incluir un valor unitario por barril, para cubrir la inversión a realizar en el abandono del oleoducto. Sin embargo, dadas las características de la obligación del abandono como, por ejemplo, que es conocida desde el inicio del proyecto y se ejecuta una sola vez al final de la vida útil del oleoducto o cuando la infraestructura revierta a la Nación, no debe considerarse como parte de los costos variables en la resolución, sino como un mayor valor de la inversión en línea con las normas internacionales de contabilidad aplicables, así:

NIC 16 - Propiedades, Planta y Equipo

El costo inicial de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende:

(a) Su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio.

(b) Todos los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia.

(c) *La estimación inicial de los costos de desmantelamiento y retiro del elemento,* así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, la obligación en que incurre una entidad cuando adquiere el elemento o como consecuencia de haber utilizado dicho elemento durante un determinado periodo, con propósitos distintos al de producción de inventarios durante tal periodo.

Durante la revisión se identificó que los transportadores cuentan con estudios técnicos mediante los cuales establecieron el valor del abandono y lo tienen registrado en su contabilidad como mayor valor del activo, de acuerdo con la norma contable ya mencionada, pero actualmente no están incluyendo este concepto en la tarifa, debido a la dificultad que se presenta en el cumplimiento de algunos de los requisitos establecidos en la resolución, tales como:

(i) La aprobación previa de la autoridad ambiental para el proceso de abandono.

(ii) La constitución del encargo fiduciario incluyendo como beneficiario al Ministerio de Minas.

Estas exigencias involucran a otras entidades gubernamentales y no se encuentran claramente definidos los procedimientos a seguir, por lo cual los transportadores esperan directrices del Ministerio al respecto.

Adicionalmente, de la lectura de la norma, se identificaron otros temas que se consideran relevantes en el análisis:

(i) La Resolución 72146 de 2014 contempla que el valor debe establecerse mediante un estudio realizado por firma calificada, pero no se definen los criterios para determinar el método de abandono ni el método de valoración para estimar la inversión a realizar; por lo cual cada transportador puede interpretar la norma de diferentes formas y generar diferencias significativas entre las empresas, de la misma manera que se presentó con la inversión inicial ***Io 2011***.

(ii) Actualmente el valor requerido para el abandono se establece en el mismo periodo de recuperación de la inversión, sin tener en cuenta que para los oleoductos que se encontraban en operación a la fecha de la resolución, la obligación de abandono se generó en el mismo momento en que se aprobó la construcción del oleoducto y por tanto se debe verificar el saldo pendiente de amortización al momento de la determinación de la tarifa, para no generar un doble reconocimiento del costo.

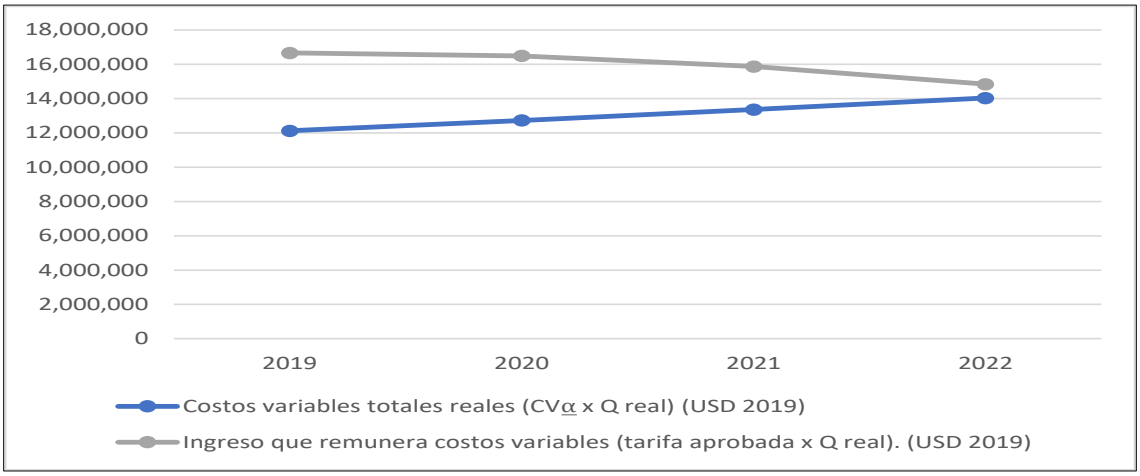
e. El ingreso que generan las tarifas aprobadas para cubrir los costos variables, siempre serán diferentes a los costos variables reales que enfrenta el transportador en cada año tarifario.

La magnitud de las diferencias es función de la tendencia de los costos y de las desviaciones que presenten las proyecciones de estos y de los volúmenes a transportar, respecto de sus valores reales.

En la siguiente gráfica se muestran los pagos anuales que hacen los remitentes para remunerar costos variables (línea gris) y los costos variables reales (línea azul), asumiendo que estos tienen una tendencia creciente en el *caso de referencia*.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Remuneración de costos variables en las tarifas (CV$\underline{\alpha}$) Vs costos variables reales



Fuente: Elaborado equipo consultor

Nota: El ejercicio supone que los costos y demandas proyectados coinciden con los que ocurrirán en la realidad.

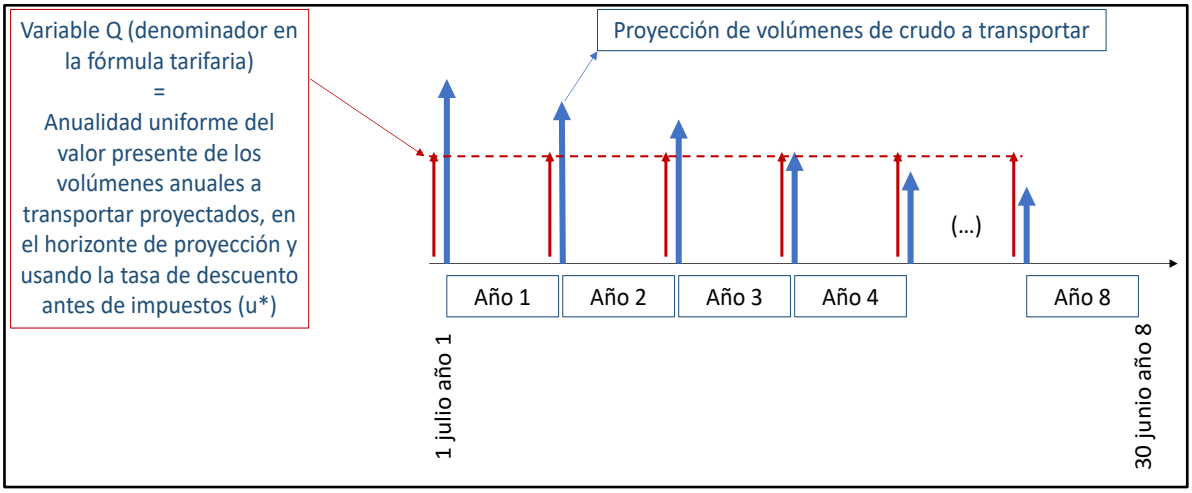
Demanda

Como se mencionó la tarifa es la división de la suma de los ingresos requeridos para remunerar al capital, costos fijos de AOM, costos variables de operación y ajuste tarifario[95], entre la anualidad uniforme del valor presente de la proyección volúmenes transportar.

95 Ver fórmula en gráfica.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Cálculo de la variable Q



Fuente: Elaborado equipo consultor

Conclusiones:

I. La forma como se incorporan en el cálculo tarifario las proyecciones de volúmenes a transportar y el hecho de que el transportador tenga total libertad para estimarlos, lleva a resultados que son contrarios a los criterios del Código de Petróleos.

II. En línea con la resolución actual, los trasportadores realizan sus propios cálculos del volumen a ser transportado. Al ser un ejercicio prospectivo, la incertidumbre en el panorama de producción nacional y la deficiencia en la información disponible para los transportadores parecen explicar parcialmente que se proyecten volúmenes a la baja. Sin embargo, llama poderosamente la atención que existan volúmenes realmente transportados consistentemente superiores a los proyectados por los transportadores, alcanzando en algunos casos niveles entre de 150% y 200% (ver Producto 2).

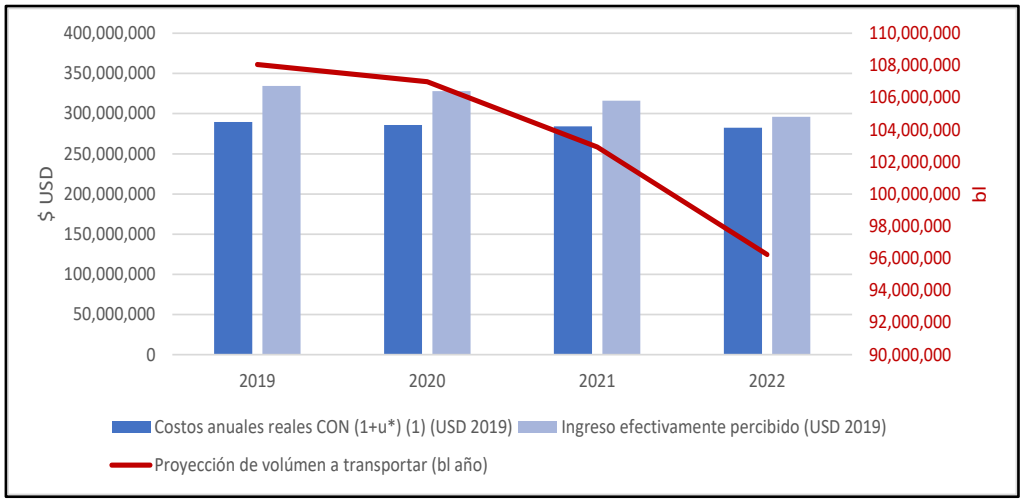
Las frecuentes diferencias entre los volúmenes estimados y reales demuestran que las bases utilizadas por los transportadores para estimar el volumen a transportar no son adecuadas y que puede existir un incentivo a sesgar a la baja y subestimar las proyecciones que se presentan para efectos tarifarios.

III. Como se presentó en un análisis previo, cuando los volúmenes no son constantes en el tiempo, la fórmula genera una distorsión en los tiempos de amortización de la inversión debido a una posible sobre o sub-remuneración de la misma.

Cuando la proyección de volúmenes de crudo a transportar tiene una tendencia decreciente, los ingresos efectivamente percibidos por el transportador en el periodo tarifario son superiores a los que se requieren para remunerar al capital, cubrir los costos fijos y variables y para trasladar el ajuste tarifario a los remitentes.

En *caso de referencia* donde el transportador proyectó para el expediente tarifario presentado en 2019 volúmenes a transportar decrecientes (línea roja en la siguiente gráfica), el VPN de los ingresos efectivamente percibidos (barras grises) será 12% superior al VPN de los costos reales (barras azules)[96] a pesar de que se está asumiendo que todas las variables del horizonte de proyección (incluyendo la demanda) coincidirán con las reales que se presenten. En pocas palabras, demandas decrecientes llevan a captura de rentas por el transportador.

Costos anuales reales Vs ingresos efectivamente recibidos si la proyección de volúmenes a transportar es decreciente



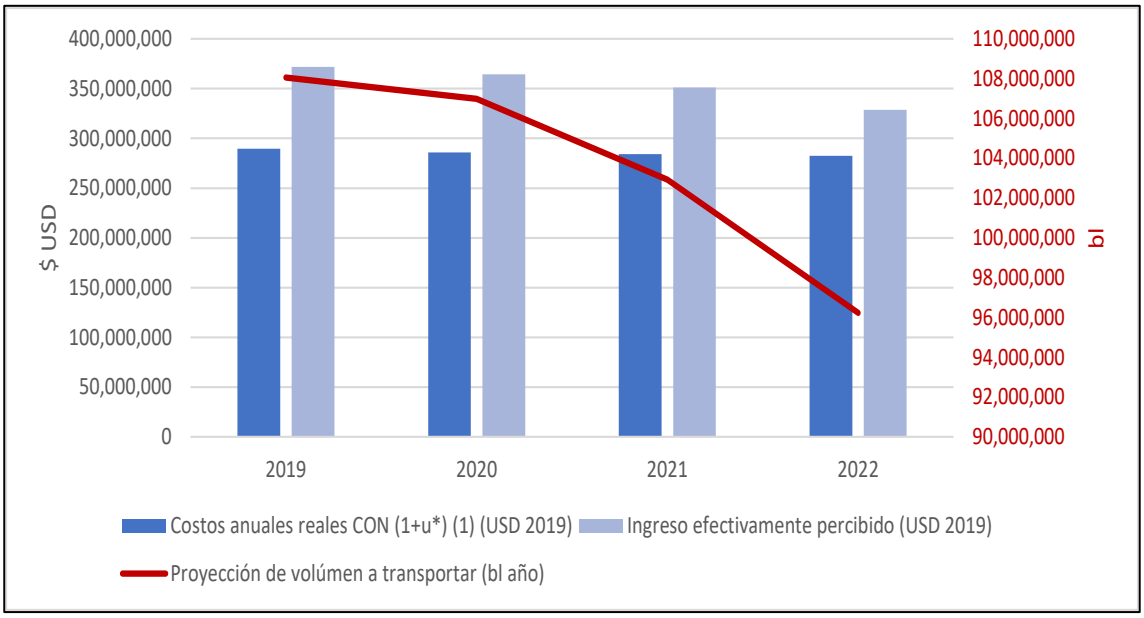
Fuente: Elaborado Equipo Consultor

El anterior efecto negativo de la metodología se agrava en la medida que la proyección de volúmenes subestime la demanda real que será transportada. En el *caso de referencia*, si la proyección de demanda es 10% menor que la demanda real que se presente, el VPN de los ingresos efectivamente percibidos **será 25% superior al de los costos reales**.

96 Calculando el costo anual del capital con el factor (1+u*)

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Costos anuales reales Vs ingresos efectivamente percibidos si la proyección de volúmenes a transportar es 10% menor que la demanda real



Fuente: Elaborado Equipo Consultor

En síntesis, se puede afirmar que si la demanda decrece y es sub-estimada por el transportador al presentar el expediente tarifario, se generan ingresos por encima de los costos, que llevan a recuperar la inversión en un menor tiempo que el establecido.

Factor de ajuste tarifario

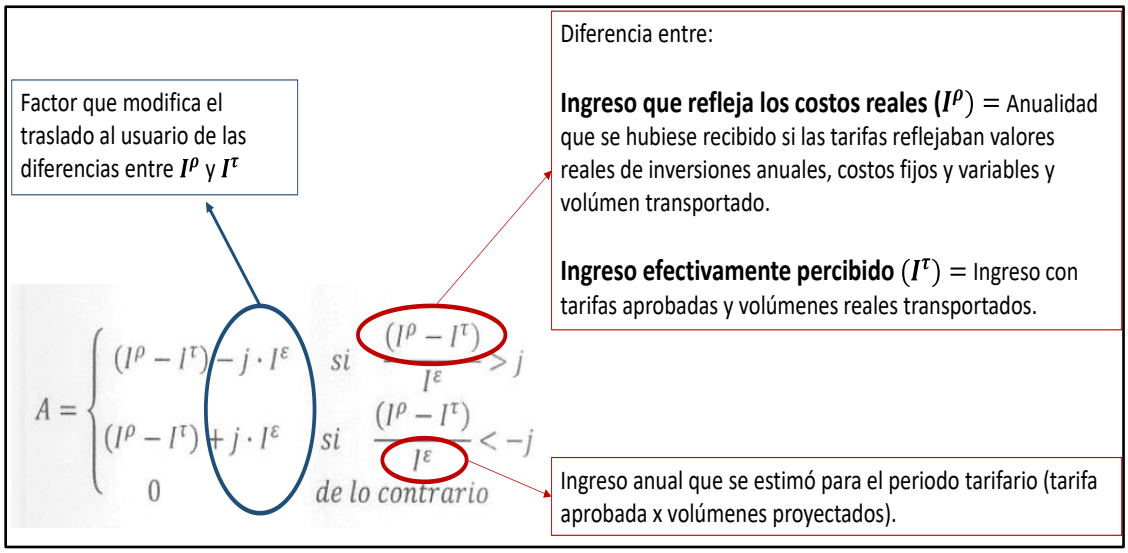
El valor del factor de ajuste (A) es función de la diferencia entre la estimación del ***ingreso que refleja los costos reales*** incurridos y el ***ingreso efectivamente percibido*** por servicio de transporte, en el periodo tarifario anterior a la revisión tarifaria.

El factor toma un valor positivo o negativo, dependiendo de las condiciones de la siguiente fórmula[97]

97 Ver Artículo 8 de la Resolución 72146 de 2014.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Fórmula para determinar el factor de ajuste (A)



Fuente: Elaboración equipo consultor

Al respecto se tiene que:

a) Si la diferencia entre el ***ingreso que refleja los costos reales*** y el ***ingreso efectivamente percibido*** está dentro del 10% por encima o por debajo del ingreso que se proyectó en la aprobación tarifaria, no se realiza ajuste en el siguiente periodo tarifario.

b) Si el ***ingreso efectivamente percibido*** fue menor que el ***ingreso que refleja los costos reales***, los usuarios en el siguiente periodo tarifario pagan la diferencia reducida en una magnitud igual al 10% del ingreso proyectado en la aprobación tarifaria. En otras palabras, los usuarios en el siguiente periodo tarifario no remuneran la totalidad del menor ingreso recibido por el transportador.

c) Si el ***ingreso efectivamente percibido*** fue mayor que el ***ingreso que refleja los costos reales***[98], en el siguiente periodo tarifario se "devuelve" a los usuarios la diferencia reducida en una magnitud igual al 10% del ingreso proyectado en la aprobación tarifaria. Esto significa que al usuario no se le compensa, en el periodo tarifario siguiente, la totalidad de la sobre remuneración que pagó al transportador.

98 El resultado será un Factor de Ajuste negativo.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

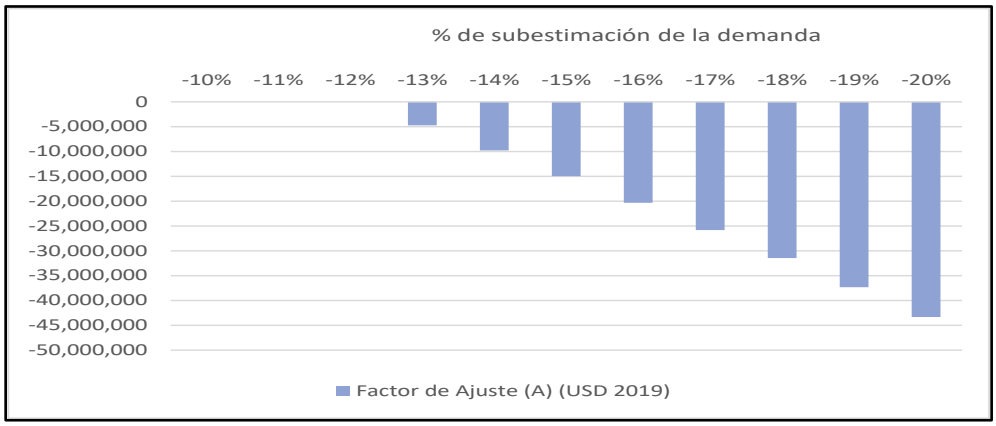
Conclusiones:

I. Conceptualmente, el factor de ajuste sería coherente con el Código de Petróleos, si permitiese que las desviaciones entre los ingresos efectivamente percibidos por el trasportador y los costos reales, en un periodo tarifario, fuesen compensadas en la siguiente revisión tarifaria. Sin embargo, las fórmulas vigentes no logran este fin y por el contrario generan fuertes incentivos para ajustar las proyecciones de demanda, inversiones y costos, de tal forma que se logren capturar grandes rentas.

II. En la práctica la regla lleva a que desviaciones superiores al 10%, entre el ***ingreso que refleja los costos reales*** y el ***ingreso efectivamente percibido***, no activan el ajuste tarifario.

En el *caso de referencia*, se observa que el factor de ajuste toma valores diferentes de cero, solo cuando la demanda proyectada se desvía en un 13% o más respecto de la demanda real (asumiendo que todas las demás variables proyectadas son iguales a los reales).

Porcentaje de subestimación de la demanda Vs valor del factor de ajuste tarifario (A) revisión tarifaria de 2023



Fuente: Elaborado equipo consultor

Esto se debe a que la variable I^{ρ} sobreestima el ingreso requerido para cubrir los costos reales, pues es calculada usando volúmenes reales en los 4 primeros años del horizonte de proyección tarifaria, pero, en la segunda parte de éste, se continúan usando los datos proyectados[99]. En nuestro *caso de referencia*, si la demanda usada para calcular las tarifas es 15% menor que la demanda real, en la próxima revisión

99 Porque aún no se conocen los reales.

tarifaria la anualidad equivalente de los costos reales será $USD 434,530,968 mientras que la variable ***Ip*** será $USD 519,652,974[100].

III. Lo anterior junto con lo mencionado en el literal c) puede incentivar al transportador para desviarse en sus proyecciones (subestimar la demanda y/o sobrestimar las inversiones anuales, costos fijos y costos variables), con el objetivo de capturar rentas que pueden llegar a ser muy grandes.

En el ejemplo anterior, la subestimación de demanda del 15% generaría un factor de ajuste en el siguiente periodo tarifario **de $USD 14,969,792 a favor de los remitentes, mientras que la diferencia entre la anualidad de los ingresos efectivamente percibidos y la anualidad de ingresos regulatorios calculados con los costos reales es de $USD 149,756,208**.

IV. La regulación no permite aplicar el ajuste, cuando la tarifa ha sido negociada entre el transportador y los remitentes.

V. El ajuste se realiza cada cuatro años, periodo que se considera muy amplio por las siguientes razones:

a. No permite reflejar oportunamente las variaciones significativas que pueden presentarse en las principales variables utilizadas para calcular la tarifa.

b. Los remitentes que reciben o pagan el ajuste pueden no ser los mismos que usaron el servicio en el periodo tarifario anterior o transportar volúmenes diferentes.

Conclusiones generales

I. Las características de la regulación tarifaria comentadas en las secciones anteriores, en conjunto, pueden llevar a una alta sobre remuneración del trasportador, lo que hace que éste capture rentas y que los remitentes enfrenten sobrecostos.

Usando el *caso de referencia*, se tienen los siguientes impactos de la multiplicación de la ***Io*** por factor ***(1+u*)***, cuando se presenta una tendencia a la baja en la demanda y cuando adicionalmente se subestima la proyección de la última.

100 Cifras calculadas de la forma prevista en la metodología para calcular las variables del factor de ajuste (los valores en USD corrientes se llevan a la fecha de inicio del periodo tarifario siguiente -en este caso al 1 de julio de 2023- con la tasa de descuento antes de impuestos u*).

Efecto del factor (1+u*) con tendencia a la baja de la demanda

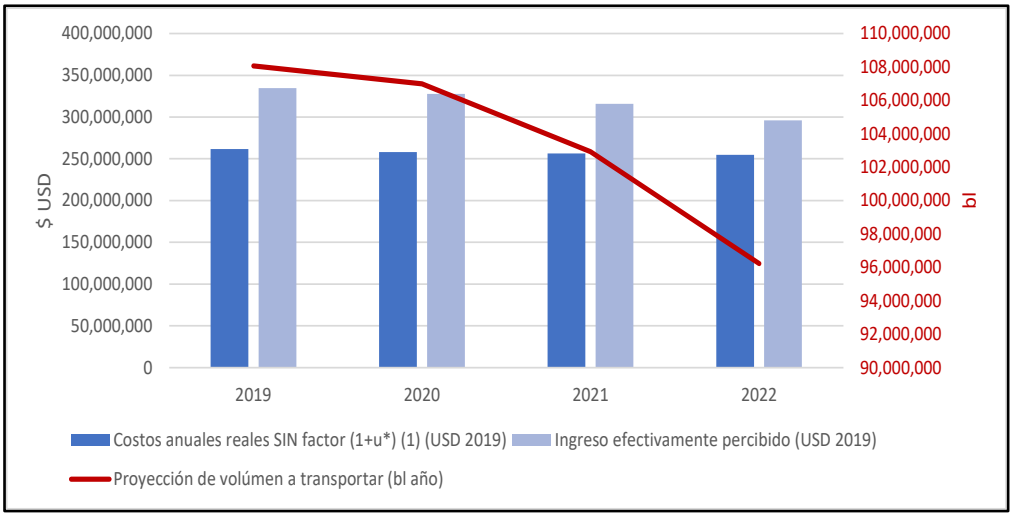
Supuestos en el *caso de referencia*:

- Multiplicar ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** por el factor (1+u*),
- Senda decreciente de demanda,
- Proyecciones de demanda, inversiones anuales y de los costos fijos y variables, que coinciden con los datos reales,

Resultados del escenario:

- Se generaría un VPN de ingresos al transportador que **supera en un 24%** el VPN de los ingresos anuales requeridos para cubrir los costos reales, durante el período tarifario.
- En la siguiente revisión tarifaria el factor de ajuste (A) es cero.

Diferencia entre ingresos percibidos por el transportador y costos reales que produce el factor (1+u*) en un escenario de reducción de demanda



Fuente: Elaborado equipo consultor

Efecto del factor (1+u*) con subestimación de la demanda

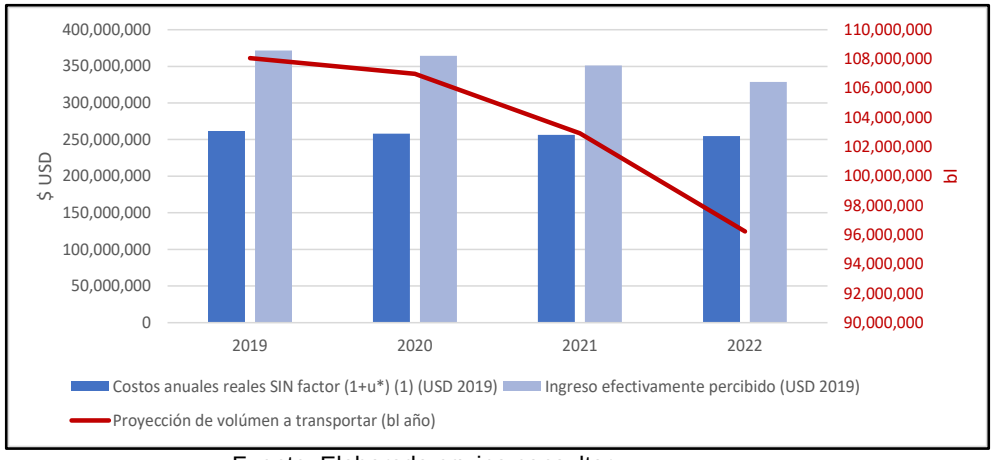
Supuestos en el *caso de referencia*:

- Multiplicar ***Inversión inicial del periodo donde regirá la tarifa*** por el factor (1+u*),
- Senda decreciente de demanda,
- Subestimación de la demanda en el expediente tarifario (10% menor que la real)
- Proyecciones de inversiones anuales y de los costos fijos y variables, que coinciden con los datos reales,

Resultados del escenario:

- Se generaría un VPN de ingresos al transportador que **supera en un 38%** el VPN de los ingresos anuales requeridos para cubrir los costos reales, durante el período tarifario.
- En la siguiente revisión tarifaria el factor de ajuste (A) es cero.

Diferencia entre ingresos percibidos por el transportador y costos reales que produce el factor (1+u*) escenario de subestimación de la demanda.



Fuente: Elaborado equipo consultor

II. Los anteriores resultados se verifican en la realidad. A continuación, se aprecian los impactos asociados a la valoración, flujos de caja y amortizaciones, para las

empresas transportadoras. (esta información no se comparte ya que fue entrega por las empresas para el desarrollo de la consultoría bajo confidencialidad).

III. Si bien se podría argumentar que las rentas que pueden generar las fórmulas actuales fortalecen los incentivos a la inversión en transporte, se considera que esta proposición no es válida pues: i) no se ajusta a las disposiciones del Código de Petróleos, ii) va en detrimento de los remitentes y iii) no existe evidencia de que en la práctica haya contribuido a expandir el sistema.

IV. Como los productores de crudo son tomadores de precio (el cual se define en los mercados internacionales) tarifas que reconocen ingresos significativamente más altos que los costos, los harán menos competitivos o incluso pueden hacer inviable su actividad económica.

V. Los potenciales niveles de sobre remuneración al transportador y la alta integración vertical y horizontal, afecta la efectividad de las negociaciones entre agentes en el caso de ductos principales[101]. Como el remitente que más hace uso del sistema tiene posición de control en los transportadores que operan la red principal, en las negociaciones estará dispuesto a apoyar tarifas altas, pues las rentas que capture el transportador benefician a todo el grupo empresarial. De otra parte, si no se logran acuerdos con los remitentes con quienes no se tiene vinculación económica, el transportador estará dispuesto a someterse a la fijación de tarifas por el MME, pues estas también pueden permitirle capturar rentas.

VI. Es necesario unificar los formatos de solicitud de información, estableciendo el nivel de detalle, las unidades y periodicidad, que deben contener los reportes. Actualmente se presentan este tipo de problemas:

a. Falta de uniformidad en la moneda usada para reportar variables (mezcal de USD y COP).

b. Falta de un criterio único (TRM a usar) para re expresar cifras en USD.

c. Mezcla de valores Constantes y Corrientes, que no son claramente especificados en los reportes.

d. Diferencias en periodos de tiempo en los que se reporta la información (año tarifario o año calendario).

---

101 Para el presente estudio se consideran como ductos principales aquellos que permiten llevar crudo desde las zonas de producción hasta los puntos de exportación y refinerías.

e. No se especifica, en varios casos, la unidad de las variables (por ejemplo, si son valores en dólares, miles o millones).

f. Datos de una misma variable que no coinciden en los diferentes reportes que realiza el transportador.

VIABILIDAD DE LA UNIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LAS PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO A TRANSPORTAR A NIVEL PAÍS (CURVA PAÍS)

Situación actual de la proyección de los volúmenes de crudo producidos

Dentro de la revisión que se está efectuando a la metodología y fórmula tarifaria vigente, se encuentra que uno de los parámetros de mayor impacto en el valor final de la tarifa y de controversia es la variable “Q”, que corresponde a la proyección del volumen de crudo a transportar.

Esta variable “Q”, que se halla como denominador en la fórmula tarifaria de transporte de crudo por oleoductos, ha generado debate en el sector, dado que el comportamiento de la fórmula tarifaria y específicamente de la tarifa que se obtiene de su aplicación, frente a los cambios en el valor de las proyecciones de la variable Q, pues lo que se esperaría del volumen transportado de crudo, es que cada día se transporte la mayor cantidad posible.

Lo anterior se fundamenta en la relación de inversa proporcionalidad entre el precio de la tarifa y el valor de la variable Q, toda vez que entre más bajo sea el valor de Q, que equivale a transportar un bajo volumen de crudo, mayor es el valor del precio de la tarifa de transporte por los ductos y, viceversa.

Esta situación de la fórmula tarifaria y su relación con la variable Q es hoy parte del análisis, toda vez que lo que se persigue es que se transporte la mayor cantidad de crudo posible, sólo limitada por el potencial de producción de los campos petroleros y/o la disponibilidad de los ductos, pues se espera que como consecuencia sean mayores las utilidades percibidas por todos los agentes del sector, no siendo así, sin embargo, para quienes son los usuarios o remitentes del sistema de transporte.

Se debe buscar en consecuencia, transportar un volumen alto, buscando desde la proyección obtener una tarifa equilibrada, que compense a quienes participan en las actividades de la producción, el transporte y la comercialización, ocasionando aumento en el factor de utilización de los ductos y un incremento en las divisas del país.

De otra parte, teniendo en cuenta que la variable "Q" incide directamente en el valor final de la tarifa, se considera que el responsable de su proyección no debe ser ningún agente que sea parte del negocio. El valor de la proyección de Q debe ser definido por un ente externo, independiente, imparcial, reconocido y de autoridad dentro del mercado y el negocio del crudo, que maneje la información real y consolidada de toda la producción, en otras palabras, que unifique la proyección de la curva producción de petróleo del país.

La proyección del volumen transportado de crudo debe ser función directa y tipo espejo de la proyección de volumen producido, que permita aplicar sin restricciones la ecuación simple, según la cual, el crudo transportado es igual al crudo producido menos el consumido". Por lo tanto, la base de la proyección del volumen a transportar debe ser un resultado directo de la proyección de la producción de crudo en el país.

ENTIDAD IDÓNEA PARA LA UNIFICACIÓN DE LA CURVA DEL VOLUMEN DE CRUDO PRODUCIDO Y SU PROYECCIÓN

La proyección de producción de crudo debe ser realizada por un ente administrador que por sus funciones tenga acceso a toda la información de producción de crudo y reservas, que pueda proyectarla, de manera que ésta sea veraz y confiable, y que sea de carácter oficial e incluso que tenga igualmente funciones de fiscalización y seguimiento a la información reportada y a las operaciones de producción y medición de hidrocarburos.

En la actualidad dicha entidad de administración y fiscalización de la producción de los campos del país ya existe desde el año 2003; ésta recibe datos de proyecciones de la producción e informes de reservas, directamente de todos los productores, no sólo la recibe, sino que la fiscaliza, la verifica y evalúa antes de publicarla oficialmente, al igual que la consolida, actualiza y entrega al Ministerio de Minas y Energía como insumo para el diseño y formulación de las políticas energéticas estatales. Esta entidad es la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.

Dentro de sus funciones, las relacionadas con la materia que nos convoca están:

- ✓ **Resolución 714 de 2012**: En la cual se establece la estructura de la ANH:

ARTÍCULO 16. FUNCIONES DE LA VICEPRESIDENCIA DE CONTRATOS DE HIDROCARBUROS. Son funciones de la Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos las siguientes:

Presentar informes sobre la gestión en desarrollo de seguimiento a los contratos de exploración y producción.

ARTÍCULO 17. FUNCIONES DE LA VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS y PARTICIPACIONES. *Son funciones de la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos las siguientes:*

1. Diseñar los procesos de control de operaciones, regalías y participaciones.

2. Diseñar e implementar la reglamentación y manejo de la información de reservas de hidrocarburos.

3. Adelantar las gestiones necesarias para la fijación de los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

Adicionalmente desde hace algunos años el Ministerio de Minas y Energía a delegado en la ANH, las funciones de fiscalización las cuales están estipuladas dentro de la resolución 181495 del 2009 y sus modificaciones como la resolución 40048 del 2015:

- ✓ **Resolución 181495 del 2009:** En la que se establecen todos los lineamientos de reportes y controles que se tiene de la producción, de control de los yacimientos y proyectos de recuperación que dan control de los volúmenes de producción y compromisos de las empresas al respecto, que redundan en tener control certero de la producción por yacimiento, pozo, campo, región y empresa.

  En el *TITULO VIII, INFORMES, CAPITULO I en el Artículo 57. Informes Anuales. Antes del primero (1°) de marzo de cada año y con corte al 31 de diciembre del año anterior, toda persona que realice actividades de exploración o explotación deberá presentar al Ministerio de Minas y Energía un informe de geología, geofísica y de ingeniería".* En los informes anuales hay estudios de simulación de yacimientos, donde se deben presentar curvas con pronósticos de los parámetros, por lo menos cinco (5) años posteriores a la terminación del estudio.

  La información solicitada por la resolución 181495 es carácter obligatorio (tiene estipulado sanciones, articulo 64).

- ✓ **Resolución 40048 del 2015**: Se efectuó modificaciones a la resolución 181495 del 2009, dentro de las cuales está el incluir el informe diario, adicional a los informes mensuales:

"Artículo 9°. Modificar el artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

Artículo 60. Informes sobre actividades de producción. El contratista responsable de todo campo o pozo activo o inactivo, en explotación comercial, prueba extensa o pruebas iniciales, deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización, los siguientes informes:

a) Informe diario de producción: Diariamente se deberá remitir un Informe Diario de Producción (IDP), con los resultados de las operaciones del día anterior, en los términos y contenidos que el Ministerio de Minas y Energía establecerá e informará.

b) Informes mensuales: Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir la información que a continuación se relaciona con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo formulario y adjuntando los anexos requeridos:

1. Formulario 9 "Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas".
2. Formulario 15 A "Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo".
3. Formulario 16 "Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo".
4. Formulario 17 "Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas".
5. Formulario 20 "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)".
6. Formulario 21 "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)".
7. Formulario 30 "Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado".

Además se tienen que diligenciar los cuadros:

1. Cuadro 1A. "Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo".
2. Cuadro 4. "Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo".
3. Cuadro 7. "Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente".
Parágrafo. La aprobación de los formularios y cuadros del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el SUIME, por lo cual deberá ser cargado en dicho Sistema, a la par con la entrega de la información de que trata este precepto."

Adicionalmente, toda la información de reservas, producción y regalías de hidrocarburos en Colombia se carga en la plataforma SOLAR (Sistema Oficial de Liquidación y Administración de Regalías), donde se recopila toda la data de manera diaria, mensual y anual para la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones; dicha plataforma está compuesta por diferentes módulos que se relacionan entre sí.

De igual manera, dentro de la información a la Vicepresidencia de Contratos, los productores presentan informes ejecutivos semestrales, dentro del cual en el segundo del año se entrega una proyección anual de producción. Igualmente, cada año los productores presentan el "Plan de explotación", donde presentan proyecciones a 5 años y, por tanto, ésta es actualizada anualmente.

PROPUESTA DE UNIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Con base en lo expuesto anteriormente en el presente documento, se considera que la Agencia Nacional de Hidrocarburos debe ser la entidad responsable de unificar la curva de producción de crudo y realizar las proyecciones requeridas, a ser utilizadas como insumo

para la determinación de la tarifa que remunera el transporte de crudo por oleoductos en el país.

En tal sentido, se recomienda que sea la ANH la entidad encargada de realizar la actividad de consolidar la curva de producción país y de acuerdo con toda la información que le entregan todos los productores anualmente, consolide las proyecciones de la producción y volúmenes a transportar.

Adicional a que se tiene definida la proyección unificada de producción por la ANH, también esta entidad tiene control, conoce, maneja y fiscaliza los puntos de medición oficial o PMO de los volúmenes fiscalizados que se entregan en cada campo a un oleoducto principal o complementario, lo que permite conocer lo tanto el volumen de crudo real cargado en el ducto como a la vez efectuar un balance por red o sistema de transporte.

Ahora bien, esta actividad efectuada por la ANH dentro de sus funciones de fiscalización le faculta de manera precisa para efectuar la proyección de transporte de crudo exacta por punto de entrada de campo/oleoducto, de tal forma que puede proyectar por red o sistema de transporte la producción de los campos asociados o conectados a cada oleoducto.

Lo anterior permite asociar, equiparar e integrar el volumen proyectado de transporte “Q” con la curva de unificación de producción por campo y país, respecto a cada red de transporte y efectuar el balance proyectado.

Sumado a lo anterior, la ANH podrá fiscalizar los volúmenes por productores, a través del seguimiento continuo como parte de la fiscalización, diaria y mensual que efectúa, lo que le permite realizar ajustes y exigir el cumplimiento del programa de proyección de transporte del productor.

IMPACTOS POSIBLES EN EL ABASTECIMIENTO NACIONAL Y REGIONAL, ASÍ COMO EL EFECTO DE LAS DISTORSIONES DEL MERCADO (EN CASO DE QUE ESTAS HUBIERAN EXISTIDO) SOBRE CADA TRAYECTO DE LOS TRANSPORTADORES

Dentro del análisis efectuado en las proyecciones tanto de producción, como de transporte, se ha concluido que dada la proyección de producción con tendencia a disminuir y el riesgo de importación de crudo en un mediano plazo de 8 a 10 años, el país debe mantener reservas suficientes que permitan el autoabastecimiento, considerando la posibilidad de incorporar nuevas reservas y fuentes como son los yacimientos No Convencionales, al no tener nuevos grandes descubrimientos.

En este sentido, el abastecimiento nacional, de acuerdo con las proyecciones efectuadas por la consultoría, debe fundamentarse en escenarios optimistas asociados a la disminución de la emisión de carbono con el uso de más tecnologías limpias, disminuyendo la necesidad

de producción de crudo y extendiendo en consecuencia, el tiempo de duración de las reservas.

La producción, de acuerdo con el análisis de la dinámica del transporte, también da indicativos de situaciones que afectan la producción y no están asociados al comportamiento de los yacimientos o estrategias de producción, sino de factores exógenos, como a manera de ejemplo se indica con la situación de la cuenca del Putumayo, afectada por las constantes interrupciones del servicio de transporte que ocasionan la disminución de la producción, así como sucede igualmente en las regiones del Casanare y Arauca, que tienen dificultad de evacuación de su producción de crudo por las permanentes voladuras del oleoducto caño Limón-Coveñas.

El impacto negativo se acentúa, dado que en el corto plazo la mayor porción significativa de la producción de petróleo procederá de los campos maduros y en declinación de los Llanos Orientales, mientras no se descubran nuevos yacimientos convencionales o no convencionales en las cuencas petroleras exploradas y por explorar.

Sobre este mismo aspecto, las zonas donde la declinación y aporte a la producción a la demanda de crudo ha disminuido considerablemente, como la región del Tolima y Huila, sólo pueden ser reactivadas por desarrollo de los No convencionales, al ser estas las cuencas más maduras en conocimiento y exploración.

Adicional a todo el entorno de la mecánica propia de la producción, hay factores que afectan en este momento el desarrollo por parte de las empresas para buscar incrementar las reservas y por tanto asegurar el abastecimiento. El primero de ellos es la caída del valor del barril de petróleo que frena las inversiones en proyectos nuevos. De igual manera, aspectos como la pandemia debe ser considerado porque han reducido la necesidad de crudo debido a la disminución del consumo de energía en los sectores industriales, vehículos, transporte pesado y aeronáutica (Cierre de vías y vuelos) y comercio de grandes ciudades (restaurantes, teatros y demás), ha conllevado también a las empresas petroleras a frenar inversiones y proyectos en exploración y explotación.

Por lo tanto, la declinación normal del abastecimiento o reservas al seguir con una proyección que se presenta continua entre los 750 KBPD y 700 KBPD en los próximos 10 años, sólo podrá sufrir un cambio en la tendencia por el aumento de las reservas a través de la aprobación y desarrollo de estrategias diferentes a las actuales, como se mencionó de yacimientos no convencionales, programas agresivos para mejorar los factores de recobro, recuperación mejorada en campos maduros y estrategias de recuperar reservas no desarrolladas que hace referencia a las reservas probables y posibles de los campos existentes, así como perspectivas en zonas no explotadas como el Vichada.

En caso de no presentarse esta situación habría que evaluar estrategias, como en otros países, de importar crudo y producir menos del producto interno, para almacenar al no producir y tener reservas estratégicas en el futuro, para lo cual se cuenta con la

infraestructura actual de exportación, que se pasa a bidireccional, con lo cual a la vez queda conectada la importación a los centros de refinación de Cartagena y Barrancabermeja.

Considerando las fuentes de los estudios analizados a nivel nacional y los parámetros básicos de cualquier desarrollo del sector de hidrocarburos a nivel mundial, los supuestos efectuados de manera general son similares para que la tendencia del abastecimiento cambie y para evitar un desabastecimiento de petróleo en el país en el corto plazo. Estos se consideran los correctos dentro de una perspectiva actual de país:

i. Desarrollo de estudios, estrategias y proyectos de acuerdo con las proyecciones planteadas sobre la necesidad de la reducción del carbono en las emisiones para una canasta energética más limpia. Cambiar el balance de la canasta energética a un bajo uso del petróleo.

ii. Posibilidad de nuevos hallazgos de hidrocarburos convencionales dentro de las cuencas sedimentarias ya desarrolladas.

iii. Potencializar una mayor producción de crudos pesados, especialmente en la cuenca de Los Llanos orientales donde se tiene la mayor producción de petróleo actualmente, al igual que en campos maduros en el Valle Medio del Magdalena.

iv. Viabilizar ambiental, regulatorio y técnico el potencial de los yacimientos no convencionales (shale oil y arenas bituminosas).

v. Desarrollo e implementación de tecnologías para mejorar el Factor de recobro de campos en explotación.

vi. Estrategia de importación de crudo anticipado, para mantener reservas estratégicas, sobre todo en tiempo coyunturales de baja del Precio de referencia del barril de crudo.

vii. Política estatal petrolera que disminuya costos en algunas etapas del ciclo del costo barril producido en puerto, que incentive las inversiones en nuevos proyectos de explotación y recobro.

viii. Garantizar que situaciones de seguridad social y física, no afecte ni restringa las actividades y operaciones E&P.

De otra parte, de acuerdo con los datos recibidos por los diferentes agentes sobre la disminución de producción esta distorsionado toda proyecciones por el precio del barril de petróleo y la situación actual vivida por toda la humanidad en el momento del estudio año 2020 de la pandemia. Estos dos aspectos si provocaron una distorsión del mercado del petróleo y por ende el transporte de crudo por oleoductos.

El factor asociado a la propagación de virus Covid-19 en todo el mundo, obligó a tomar medidas de confinamiento y restricción social, disminuyendo la necesidad o consumo del sector energético por cierre de muchas industrias y establecimientos comerciales de uso masivo. También de manera coyuntural se presentó la caída del precio del petróleo, principalmente por las diferencias de Rusia por su negativa de reducir su producción con el fin de que Estados Unidos no se siga posicionando como el principal productor asociados a los yacimientos no convencionales, con que ocasiona la guerra de precios contra la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+), en los acuerdos de disminución en la producción petrolera.

En la tabla siguiente se observa que al comparar la producción de los tres primeros trimestres de los años 2019 Vs. 2020, la diferencia en producción en los dos primeros meses del año es muy baja, siendo en promedio 14.500 BPD. En marzo la diferencia aumenta a 29.000BPD debido que a finales de este mes del 2020 se decreta el confinamiento por parte del Gobierno, que se refleja drásticamente en los siguientes meses, ocasionando que la diferencia de producción en promedio entre el 2019 y 2020 sea de 135.855 BPD, cifra que difiere 10 veces frente a los primeros dos meses antes de las medidas de la pandemia, que provocaron la disminución del consumo energético y por tanto la demanda de petróleo, así como la disminución de producción, incluso con cierre de varios campos en el país.

En el cuadro se observa cómo incluso la producción, bajó al 18% en algunos meses del 2020 en comparación a la producción que se tenía en el mismo mes en el 2019, siendo que la tendencia según los primeros meses estaba apenas en el 1.6%.

Comparación de la producción 2019 vs 2020 en BPD

MES	AÑO 2019 BPD	AÑO 2020 BDP	DIFERENCIA BDP	DIFERENCIA RESPECTO 2019 EN %
ENERO	898.973	883.915	15.058	1.6
FEBRERO	892.689	878.389	14.300	1.6
MARZO	884.876	857.113	27.763	3.1
ABRIL	891.011	796.164	94.847	10.6
MAYO	894.519	732.276	162.243	18.3
JUNIO	892.188	729.905	162.283	18.2
JULIO	868.750	734.987	124,763	14.4
AGOSTO	882.864	742.091	140.773	15.9
SEPTIEMBRE	879.497	749.255	130.224	14.8

Fuente: Equipo Consultor con datos de la ANH[102]

[102] https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-producci%C3%B3n

De otra parte, las proyecciones hechas por la mayoría de los Gobiernos, al igual que en Colombia, fueron con cálculos con el barril Brent por encima de los 60 dólares de acuerdo a la tendencia de recuperación que se estaba evidenciando en el mundo, pero adicional para Colombia se presentó que la tasa de cambió frente a la divisa estadounidense se tenía proyectada a 3,300 pesos por dólar americano. Pero la realidad ha sido otra; precios por debajo de 50 dólares, TRM de hasta 4000 pesos, proyecciones de 1 millón de barriles por día a volúmenes reales de 800 KBPD y bajando. De acuerdo con los expertos economistas en el tema de la recuperación del sector, no se espera sino hasta mediados del año 2021, presentando actualmente un panorama crítico.

El desplome reciente de los precios del petróleo y el efecto del virus Covid 19, definitivamente modificó las perspectivas del sector de hidrocarburos en Colombia y a nivel mundial, por lo menos hasta mediados del año 2021. Esto se traduce en menos inversión en proyectos por parte de las petroleras en el país, cierre de campos pequeños por baja demanda versus los costos de producción, ante todo asociado al precio actual del barril de petróleo.

De acuerdo con las proyecciones suministradas por las empresas transportadoras, la tendencia generalizada para el año 2030, es que los volúmenes decrecen, lo que se refleja en el resultado del cálculo estimado de la tarifa, realizados previamente.

Como se presenta en el mismo, los resultados de las proyecciones de la consultoría son más optimistas al año 2030, que la de los estudios analizados y las proyecciones de las empresas transportadoras. Los escenarios propuestos por la consultoría presentan la proyección de transporte por redes, de acuerdo con la red principal de ductos, la ubicación de los campos productores, los factores de utilización y de la Capacidad Efectiva histórica (reportadas por las empresas transportadoras).

La proyección de volúmenes de transporte por oleoducto son el resultado de la Producción de Crudo al horizonte de 10 años y la estimación de los volúmenes a transportar para los dos posibles escenarios Bajo y Alto

Con el resultado de las proyecciones para los escenarios, la consultoría realizó el cálculo de la tarifa vigente para los siete ductos principales, variando con relación al escenario base (proyecciones transportadoras) el factor Q.

De acuerdo con el análisis de los resultados al comparar el escenario Base, con los escenarios propuestos por la consultoría, a menor volúmenes de crudo a transportar la tarifa tiende a ser cada vez mayor, bajo la estructura tarifaria actual, lo que generaría una desincentivación a la exploración y producción de crudo, llevando como consecuencia al no uso de la estructura de transporte de crudo por ducto y generando a su vez la inviabilidad de la producción nacional.

ESQUEMA GENERAL

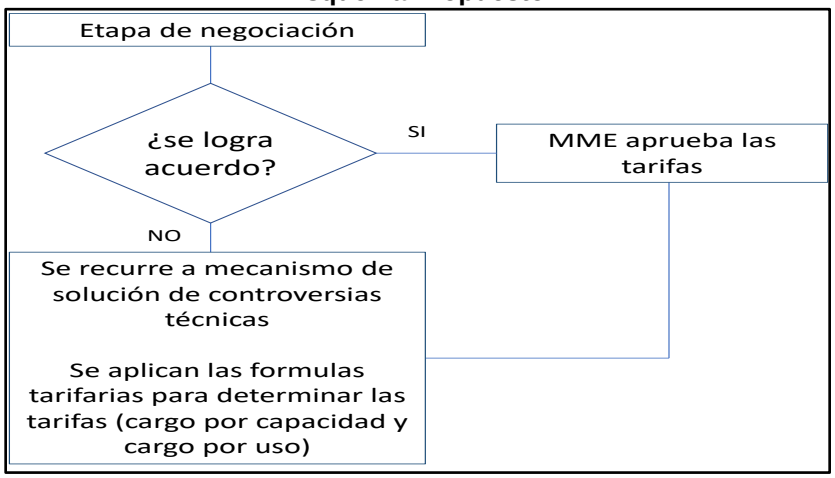
Considerando los comentarios realizados a las resoluciones tarifarias vigentes, se plantea una regulación tarifaria para el periodo tarifario 2023-2027 que:

- Fortalezca la etapa de negociación de tal forma que se constituya en el mecanismo principal para establecer las tarifas que aplicarán en el periodo tarifario.
- Minimice las posibilidades de ejercicio de posición dominante por parte de agentes participantes en las negociaciones.
- Garantice un trato equitativo para los remitentes, particularmente para aquellos que no tienen vinculación económica con los transportadores.
- Produzca tarifas que reflejen los costos reales de prestación del servicio, siguiendo los criterios previstos en el Código de Petróleos, y de esta forma incentive la inversión en el sector.
- Incentive el uso de la infraestructura existente.
- Minimice y compense las desviaciones transitorias que se puedan presentar entre los ingresos que percibe el transportador (que pagan los remitentes) y los costos reales que enfrenta.
- Garantice que las tarifas se calculan con información precisa y que refleja la realidad de las transacciones económicas.

El esquema propuesto prevé una etapa de negociación de tarifas (similar a la vigente) y que, cuando ésta no sea exitosa, se recurra a un mecanismo de solución de controversias técnicas en el cual se apliquen las fórmulas tarifarias que apruebe el MME.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Esquema Propuesto



Fuente: Equipo Consultor

Las fórmulas tarifarias se han diseñado para que produzcan una tarifa de reserva de capacidad (cargo por capacidad) y una por volumen transportado (cargo por uso), que deberán ser pagadas por los remitentes. Se considera que, para acceder al servicio de transporte que ofrece un oleoducto existente cuya tarifa no fue acordada en la etapa de negociación, los remitentes deberán suscribir contratos de reserva de capacidad con una duración mínima de un año.

A continuación, se presentan las propuestas para el funcionamiento de la etapa de negociación, las fórmulas tarifarias y el cálculo del costo del capital.

NEGOCIACION

Con relación a la etapa de negociación, se deben hacer importantes observaciones. Como se ha mencionado, el Código de Petróleos no exige ni ordena la expedición de metodologías tarifarias, en este sentido haberlas expedido fue producto de la iniciativa propia del Estado en desarrollo de la potestad reguladora, no obstante esta decisión afecta de forma significativa el mecanismo por medio del cual se accede o se obtiene la tarifa final como veremos a continuación.

Los artículos 56 y 57 del Código señalan claramente que la forma como se obtendrá la tarifa de los oleoductos en Colombia es "dialéctica" es decir discursiva, por medio de negociaciones y acuerdos bilaterales o trilaterales, esa es la naturaleza original del mandato del legislador respecto de la forma como se establecerían las tarifas de oleoductos, ambos artículos lo señalan claramente en los siguientes términos:

(…)

> *"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:"*
>
> *(…)*
>
> *ARTÍCULO 57. 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:*
>
> *(…)*

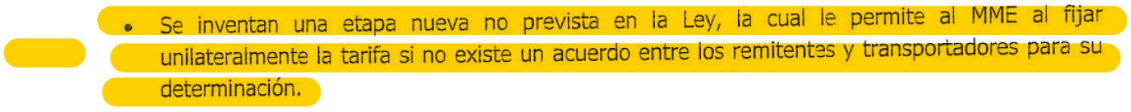
Se ve con meridiana claridad, que el legislador nunca estableció que, en algún momento del proceso de adopción de tarifas a las empresas transportadoras, se deberían utilizar fórmulas o metodologías, o que, al momento de desacuerdos entre las partes, estos se resolverían mediante el uso de fórmula matemática alguna. Consideramos que esta es la razón por la cual desde 2010 se han presentado controversias y algunas dificultades con la etapa de negociación de tarifas. Incluso mediante una interpretación teleológica se podría afirmar que las fórmulas o metodologías tarifarias implementadas a partir de 2010 se ubican en el extremo opuesto al mandato del Código, es decir, mientras las negociaciones están ubicadas en el extremo discursivo, argumentativo y de debate, las fórmulas matemáticas tarifarias no admiten debate, ni disertación, ni discusión, son plenamente objetivas. Este es uno de los puntos en los que consideramos que la estructura del Código de Petróleos, dada su antigüedad y prácticas propias de la década del 50, no se ajusta de forma completa a las nuevas realidades regulatorias.

Dicho lo anterior, también es de toda importancia señalar con el mayor énfasis, que esta consultoría, y creemos que el sector en general, considera que el uso de criterios objetivos, uniformes y homogéneos como las metodologías tarifarias marco confieren un trato igualitario a todos los agentes, publicita la reglas de juego y proporciona criterios objetivos de apoyo al proceso tarifario de negociación, eliminando los frecuentes reclamos por trato desigual por parte de los usuarios de este tipo de actos administrativos.

Claramente también se privilegia con este tipo de metodologías los principios administrativos de: i) debido proceso, ii) imparcialidad, iii) participación, iv) transparencia, v) publicidad, vi) eficacia, vii) economía y viii) celeridad consignados en el artículos 3º del C.PA.C.A., razón por la cual consideramos que su implementación además de hacer parte de las amplias facultades con que cuenta el regulador para adaptar los modelos y sistemas a las dinámicas del sector, también ha sido conveniente para el sector.

Debemos adicionalmente subrayar que parte de la temática de la negociación fue demandada por el señor Palacios Lleras en junio de 2019, en el siguiente sentido:

> *"(…)*



- Se inventan una etapa nueva no prevista en la Ley, la cual le permite al MME al fijar unilateralmente la tarifa si no existe un acuerdo entre los remitentes y transportadores para su determinación.

(…)"

Aunque en la siguiente propuesta no abordamos el tema demandado por Palacios Lleras específicamente, si es posible que se pudiera argumentar que estamos incorporando un período de negociación nueva entre transportadores y remitentes para ductos existentes que no es originalmente señalado por el Código. Lo que disponen respecto a quienes deben participar en esas negociones los artículos 56 y 57 del Código es lo siguiente:

Ductos nuevos artículo 56	Ductos existentes artículo 57
Negociación entre Gobierno, transportadores y remitentes.	Negociación solo entre Gobierno y transportadores.

Ahora bien, debido a que las prácticas de la industria han demostrado que con el fin de obtener economías de escala más favorables para ambas partes (transportadores y remitentes), en cuanto a tiempos de los contratos, volúmenes y precios resulta del todo conveniente que participen de las negociaciones de ductos existentes también los remitentes, debiendo explicarse las condiciones en que se les incluye, señalando de forma expresa y suficientemente clara que no se les incluye en virtud del artículo 57 del Código de Petróleos sino de los artículos 36 y 37 del C.P.A.C.A. que disponen:

(…)

"Artículo 37. Deber de comunicar las actuaciones administrativas a terceros. *Cuando en una actuación administrativa de contenido particular y concreto la autoridad advierta que terceras personas puedan resultar directamente afectadas por la decisión, les comunicará la existencia de la actuación, el objeto de la misma y el nombre del peticionario, si lo hubiere, para que puedan constituirse como parte y hacer valer sus derechos.*

La comunicación se remitirá a la dirección o correo electrónico que se conozca si no hay otro medio más eficaz. De no ser posible dicha comunicación, o tratándose de terceros indeterminados, la información se divulgará a través de un medio masivo de comunicación nacional o local, según el caso, o a través de cualquier otro mecanismo eficaz, habida cuenta de las condiciones de los posibles interesados. De tales actuaciones se dejará constancia escrita en el expediente.

Artículo 38. Intervención de terceros. *Los terceros podrán intervenir en las actuaciones administrativas con los mismos derechos, deberes y responsabilidades de quienes son parte interesada, en los siguientes casos:*

1. Cuando hayan promovido la actuación administrativa sancionatoria en calidad de denunciantes, resulten afectados con la conducta por la cual se adelanta la investigación, o estén en capacidad de aportar pruebas que contribuyan a dilucidar los hechos materia de la misma.

> ***2. Cuando sus derechos o su situación jurídica puedan resultar afectados con la actuación administrativa adelantada en interés particular, o cuando la decisión que sobre ella recaiga pueda ocasionarles perjuicios.***
>
> *3. Cuando la actuación haya sido iniciada en interés general.*
>
> ***Parágrafo.*** *La petición deberá reunir los requisitos previstos en el artículo 16 y en ella se indicará cuál es el interés de participar en la actuación y se allegarán o solicitarán las pruebas que el interesado pretenda hacer valer. La autoridad que la tramita la resolverá de plano y contra esta decisión no procederá recurso alguno.*
>
> *(…)*

Esta es una medida que recomendamos tener sumamente presente al Ministerio y dejar muy expresa en el inicio de la actuación administrativa de apertura de expedientes tarifarios[103] con el fin de evitar controversias futuras (similares a las ya presentadas con el demandante Palacios Lleras) relacionadas con un exceso de la potestad regulatoria del Ministerio o de señalamientos en el sentido de haber excedido administrativamente al Código.

De esta manera la propuesta de trámite de negociación que trae esta consultoría contiene los siguientes elementos:

1. Mantener las dos etapas de negociación previstas en la regulación actual: entre transportadores y remitentes y entre transportadores y el MME.

2. Establecer el siguiente procedimiento para la negociación entre transportadores y remitentes:

    1. Para trayectos existentes la negociación se realiza en los meses de enero y febrero del año en que inicia el periodo tarifario, cada cuatro años[104].

    2. Para ampliaciones de capacidad y para trayectos nuevos las negociaciones podrán iniciarse en cualquier fecha. Se asume que estas negociaciones deben realizarse previamente al momento de decidir si se construye o no el proyecto.

    3. Para trayectos existentes, el transportador debe publicar en el BTO, a más tardar el 1 de enero del año en que empieza el periodo tarifario, la siguiente información con el fin de dar publicidad y acceso universal a todos los interesados, de manera que se sigan estándares que garanticen el debido proceso:

---

103 Se recuerda que las actuaciones administrativas de establecimiento de nuevas tarifas, al compartir la doble condición jurídica de derecho administrativo y derecho petrolero, para el efecto, deben surtir un trámite que en la parte procesal incluye la conformación de un expediente en los términos del artículo 36 del C.P.A.C.A.

104 Se aclara que este aspecto, como todos los demás de las metodologías, pueden y deben ser revisados cada cuatro años en cumplimiento de lo ordenado en el artículo 57 del Código de Petróleos.

- La invitación a todos los agentes interesados en contratar la capacidad de transporte disponible para participar en las negociaciones.

- Los datos de contacto al cual deben enviarse las declaraciones de interés para participar en las negociaciones.

- Los mecanismos de comunicación o sitios físicos de reunión para realizar las sesiones de negociación.

- El borrador de la minuta para los contratos de transporte. Se debe prever la posibilidad que los remitentes suscriban compromisos de reserva de capacidad por periodos de un año o más.

- Volumen total transportado anualmente durante el último periodo tarifario, para cada oleoducto que obtendrá tarifas (barriles año).

- La capacidad efectiva, que corresponde a la capacidad máxima promedio disponible efectivamente para el transporte de crudo en cada año del período tarifario. Se calcula como el producto del factor de servicio por la capacidad nominal, siendo esta última la capacidad máxima de transporte entre una estación de bombeo y un terminal del oleoducto, o entre dos estaciones de bombeo, calculada considerando los equipos instalados en el sistema y la calidad prevista del crudo para el período tarifario.

  Para este efecto, deberá tenerse en cuenta que si el transportador alega que su ducto es de uso privado o si se presentan controversias sobre la capacidad disponible del mismo, el artículo 47 del Código de Petróleos establece una condición especial para la resolución de este diferendo en los siguientes términos:

  (…)

  "ARTÍCULO 47. *Todos los oleoductos de uso privado deberán utilizar el sobrante efectivo de su capacidad transportadora, mientras tal sobrante exista, para el acarreo del petróleo de terceros, a solicitud de éstos y previo aviso al Ministerio de Minas y Petróleos, sin que por ello pierdan su carácter de oleoductos de uso privado; pero no será obligatorio para el propietario del oleoducto hacer las inversiones adicionales que demanden las obras necesarias para poner a tales terceros en capacidad de utilizar ese medio de transporte. Este transporte se sujetará a los turnos y tarifas vigentes en el momento en que tenga lugar.*

  En caso de desacuerdo entre el empresario del oleoducto y el tercero dueño del petróleo o de los refinados acerca de la capacidad efectiva transportadora no utilizable por el dueño del oleoducto, el asunto se someterá a la decisión del Ministerio de Minas y Petróleos."

  (Negrilla ajena al texto original de la norma citada)

  (…)

Se subraya que este es el único evento en el que el Ministerio de Minas y Energía puede entrar directamente a dirimir un conflicto, para todos los demás deberá acudirse a los mecanismos alternativos de solución de conflictos[105].

Complementariamente, se deberán poner en conocimiento solo del Ministerio de Minas y Energía, con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 57 del Código de Petróleos de preservar la información sensible y confidencial de carácter contable y financiero de las empresas transportadoras y en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 24 de la Ley 1755 de 2015[106], la siguiente información:

- Valor de las inversiones anuales realizadas durante el último periodo tarifario, discriminando por proyecto ejecutado y oleoducto que obtendrá una tarifa ($COP corrientes).
- Nuevas inversiones a realizar en el período tarifario con sus justificaciones y soportes de cálculo.
- Valor de los costos fijos de AOM anuales durante el último periodo tarifario, para cada oleoducto que obtendrá tarifas ($COP corrientes).
- Valor total de costos variables anuales durante el último periodo tarifario, para cada oleoducto que obtendrá tarifas ($COP corrientes).

En todo caso este tipo de aporte de información deberá realizarse previa suscripción de los respectivos acuerdos de confidencialidad y no divulgación.

Cuando el transportador por voluntad propia desee poner en conocimiento de los remitentes información financiera y contable, así como sus planes de expansión u otra información técnica sensible, lo hará bajo su expresa y escrita autorización, exonerando de responsabilidad al Ministerio respecto de cualquier perjuicio o daño que esta conducta le cause.

---

105 Con relación al uso de los peritos establecidos en el artículo 11º del Código de Petróleos, la Corte Constitucional, en sentencia C-021 de 2020, estableció que ese mecanismo, ha sido tácitamente subrogado por los diferentes mecanismos de solución de controversias técnicas disponibles en la actualidad tales como tribunales de arbitramento y peritajes técnicos.

106 *Artículo 24. Informaciones y documentos reservados. Solo tendrán carácter reservado las informaciones y documentos expresamente sometidos a reserva por la Constitución Política o la ley, y en especial:*
2. Las instrucciones en materia diplomática ***o sobre negociaciones reservadas.***
(…)
5. Los datos referentes a la información financiera y comercial, en los términos de la Ley Estatutaria 1266 de 2008.
6. Los protegidos por el secreto comercial o industrial, así como los planes estratégicos de las empresas públicas de servicios públicos.
(…)

4. Para ampliaciones de capacidad o trayectos nuevos, en virtud del artículo 56 del Código de Petróleos, el transportador debe publicar en el BTO, en la fecha de inicio de negociaciones, los siguientes datos:

   - La capacidad de transporte disponible para contratar. Se debe reportar la capacidad efectiva prevista en el escenario base del proyecto y al menos dos alternativas que técnicamente sean factibles.

   - El borrador de la minuta para los contratos de transporte. En este caso es factible pactar periodos de transporte superiores a 4 años.

   - Capex presupuestado para el proyecto (USD del año de la negociación).

   - Costos fijos de AOM anuales presupuestados para los primeros 8 años de operación del proyecto (USD del año de la negociación).

   - Costos variables presupuestados (USD por barril del año de la negociación).

   En estos casos, debido a que el artículo 56 del Código de Petróleos permite la participación tanto de remitentes como del Gobierno en la negociación inicial, los acuerdos de confidencialidad deberán ser tripartitos.

5. El proceso de negociación entre transportadores y remitentes podrá contar con la presencia del Ministerio en los términos del artículo 56 del Código de Petróleos.

6. Para trayectos existentes las negociaciones entre transportadores y remitentes deben finalizar antes del 1 de marzo del año en que inicia el periodo tarifario.

7. Para ampliaciones de capacidad o trayectos nuevos las negociaciones podrán tener la duración que decida el transportador, siempre que no sea inferior a tres meses. Este es el plazo mínimo que se considera conveniente para llevar a cabo las etapas de análisis y decisión, al interior de las compañías interesadas en suscribir contratos de transporte sobre la nueva capacidad.

8. Una vez finalicen las negociaciones, si se logró un acuerdo con todos los remitentes actuales o potenciales que participaron en éstas, el transportador deberá enviar al MME comunicación escrita en la cual informa:

   - La confirmación de que se logró un acuerdo.

   - La identificación de los remitentes que participaron en la negociación y que soportan el acuerdo.

   - Las tarifas acordadas que aplicaran en cada año del periodo tarifario, para trayectos existentes, o durante la vigencia de los contratos de transporte, en el caso de ampliaciones de capacidad o trayectos nuevos; su memoria de cálculo,

sus fórmulas de indexación y las condiciones monetarias que aplicaran sobre la tarifa en cada año.

El resultado de dicho acuerdo se debe consignar en acto administrativo de carácter particular expedido por el MME, el cual contará con recurso de reposición en los términos del C.P.AC.A.

9. Una vez finalicen las negociaciones, si no se logró acuerdo en las negociaciones con remitentes, el transportador enviará al MME comunicación escrita en la cual informará:

   - La confirmación de que no se logró un acuerdo con todos los remitentes.
   - Su propuesta de tarifas, su memoria de cálculo, sus fórmulas de indexación y las condiciones monetarias, que aplicaran en cada año.
   - La identificación de todos los remitentes que participaron en la negociación, precisando los que apoyan su propuesta de tarifas y los que no lo hacen.
   - Argumentos técnicos por los cuales el transportador considera que su propuesta debe ser aprobada por el MME.
   - Los datos de las variables de inversión, costos fijos de AOM, costos variables y volumen, que se requieren para la aplicación de las fórmulas tarifarias aprobadas. Este último aspecto solo les será enviado a los remitentes, en los casos en los que el transportador lo autorice de forma expresa y por escrito, exonerando de responsabilidad el Ministerio de Minas y Energía, ya que puede contener información sensible y confidencial.

   En todos los casos el transportador, en la misma fecha que envía la comunicación al MME, deberá enviar copia de ésta a todos los remitentes que participaron en la negociación, en las condiciones de confidencialidad y exoneración de responsabilidades ya descritas.

10. En el caso de ampliaciones de capacidad o de trayectos nuevos, si el transportador decide no seguir adelante con el proyecto, no está obligado a enviar al MME la comunicación mencionada en el literal anterior.

3. Una vez surtido el procedimiento de negociación bilateral entre transportadores y remitentes en todos los casos (oleoductos existentes, ampliaciones de capacidad y nuevos trayectos), sin resultados positivos, el Ministerio de Minas y Energía procederá a adelantar una segunda instancia solo con los transportadores con el fin de adoptar las tarifas, la cual surtirá los siguientes pasos:

   a. Para trayectos existentes esta etapa se desarrollará entre marzo y abril del año en que inicia el periodo tarifario.

b. Para ampliaciones de capacidad y trayectos nuevos, esta etapa se desarrollará dentro de los dos meses calendario siguientes a la fecha en que el transportador envíe al MME la comunicación sobre los resultados de la negociación con remitentes.

c. Una vez el MME reciba la comunicación sobre los resultados de la negociación, si no hubo acuerdo, hace pública la propuesta del transportador guardando las reservas del caso y se invita a los agentes interesados a pronunciarse sobre ésta.

d. Los agentes interesados que presenten objeciones deberán hacerlo ante el MME, mediante documento que contenga:

   - La información que demuestra que es una persona con interés económico en la contratación del servicio de transporte del oleoducto en cuestión.
   - Identificación de cada uno de los hechos de carácter técnico en que soporta su objeción.
   - Cuantificación de los impactos financieros que sufriría si la tarifa propuesta por el transportador es aprobada.
   - Identificación precisa de los ajustes que solicita a la propuesta del transportador con su respectiva memoria de cálculo.

e. El MME traslada las objeciones recibidas al transportador y a los remitentes que respaldan su propuesta, para que expresen su posición sobre las mismas.

f. El MME analizará todos los documentos recibidos y podrá optar por:

   - Desestimar las objeciones y aprobar la propuesta presentada por el transportador. En este caso se entiende que el MME ha llegado a un acuerdo con el transportador.
   - Rechazar la propuesta del transportador y activar el mecanismo de solución de controversias técnicas (entre tanto aplican las tarifas previas, las cuales se reliquidan posteriormente). En este caso se entiende que el MME no ha llegado a un acuerdo con el transportador.
   - Aprobar provisionalmente las tarifas presentadas por el transportador y activar el mecanismo de solución de controversias técnicas (posteriormente se realizan las reliquidaciones pertinentes). En este caso se entiende que el MME no ha llegado a un acuerdo con el transportador.

   En todos los casos anteriores, los criterios que utilizará el MME serán derivados de la aplicación de los criterios tarifarios señalados a lo largo de la presente propuesta.

4. Establecer el siguiente procedimiento cuando se activa el mecanismo de solución de controversias técnicas.

   a) Para trayectos existentes, el mecanismo operará entre mayo y junio del año en que empieza el periodo tarifario.

   b) Para ampliaciones de capacidad y trayectos nuevos, el mecanismo operará dentro de los dos meses siguientes a su activación.

   c) El MME trasladará a las personas encargadas de dirimir la controversia técnica el expediente que contiene la totalidad de información recibida de parte del transportador y de los remitentes o agentes interesados que se han pronunciado.

5. El mecanismo de solución de controversias tendrá dos instancias, con el fin de hacer más expedito dar las mayores alternativas a las partes para solucionarlas, a saber:

   i. **Instancia Ejecutiva.** Toda diferencia o desacuerdo que surja de la negociación será solucionada por los funcionarios de las partes autorizadas para tal efecto. Si en el término de treinta (30) días calendario, contados a partir del correspondiente aviso escrito del desacuerdo, este no se ha resuelto, el asunto será sometido a consideración de los más altos funcionarios de cada una de las partes, esto es, del Ministro de Minas y Energía y de los representantes legales de remitente y transportador por treinta días (30) días calendario, a fin de buscar una solución conjunta. Dentro de los quince (15) días calendario después de logrado un acuerdo, este se suscribirá formalmente y se ratificará mediante acto administrativo por el Ministerio de Minas y Energía.

   ii. **Instancia Arbitral.** No obstante, si dentro de los treinta (30) días calendario siguientes al sometimiento de la diferencia a consideración a los más altos funcionarios de las partes, no se alcanza un acuerdo entre ellas, éste se resolverá por medio de arbitramento ante el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá D.C., en cuyo caso el Tribunal de Arbitraje estará compuesto por tres (3) árbitros nombrados de común acuerdo por las partes. Si estas no llegaren a un acuerdo en el nombramiento de los árbitros, estos serán designados por el Centro de Arbitraje y Conciliación Mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá D.C. previa solicitud formulada por cualquiera de las partes; en todo caso los árbitros deberán tener experiencia acreditada de más de diez (10) años en asuntos propios de la industria de los hidrocarburos. El laudo arbitral se proferirá en derecho conforme a las leyes de Colombia; se considerará definitivo y vinculante para LA NACIÓN y LOS INVERSIONISTAS (transportador y remitentes) y en él se adjudicarán los costos del arbitraje en cuestión y todos los asuntos relacionados con el mismo. El arbitraje será conducido en idioma castellano.

En ambos casos, las personas designadas para resolver la controversia técnica definirán la información que debe utilizarse para el cálculo de las tarifas usando las fórmulas tarifarias vigentes.

6. Las tarifas aprobadas para ampliaciones de capacidad o trayectos nuevos estarán vigentes en el periodo que se acuerde en las negociaciones o en el que se determine en el mecanismo de solución de controversias. Esta vigencia puede ser superior a 4 años, sin desconocer que la revisión deberá efectuarse cada 4 años de conformidad con el mandato dado por el artículo 57 del Código de Petróleos

FÓRMULAS TARIFARIAS

Como se mencionó, cuando no se logre un acuerdo en la etapa de negociación, las tarifas estarán conformadas por un cargo por capacidad y un cargo por uso.

- El cargo por capacidad será el resultado de dividir:

  a. El requerimiento de ingresos para cubrir los costos de inversión y los costos fijos de AOM, entre

  b. La capacidad de transporte para tarifas.

- Los cargos se indexarán anualmente usando un Factor de Actualización calculado con la misma fórmula del Artículo 15 de la Resolución 72146 de 2014, usando, en el caso del cargo por uso, un Px igual a cero y, para el cargo por capacidad, un Px igual al peso del requerimiento de ingresos para cubrir costos de inversión en el total de ingresos que remunera este cargo.

- Requerimiento de ingresos para cubrir costos inversión.

  El requerimiento de ingresos será igual a la anualidad constante requerida para recuperar el valor de la base de activos en un periodo de 20 años, usando el método que asume pagos al final de cada año.

  La base de activos será igual a la suma de:

  a. El valor los activos existentes al inicio del periodo tarifario 2019-2023,

  b. El valor presente de las inversiones ejecutadas durante el periodo tarifario 2019-2023,

c. El valor presente de la proyección de inversiones anuales a realizar en cada año del periodo tarifario 2023-2027.

- El *valor de los activos existentes al inicio del periodo tarifario 2019-2023* se determinará utilizando el modelo de costo establecido en la NIIF 16 para el reconocimiento posterior de activos, que será el correspondiente al importe en libros que el transportador tenga registrado a 30 de junio de 2019, menos las depreciaciones registradas contablemente entre el 1 de julio de 2019 y el 30 de junio de 2023.

  Como soporte de este cálculo el transportador, para cada oleoducto que recibirá una tarifa, deberá:

  a. Para las inversiones en las que el valor en libros corresponda al valor final original, registrados en la contabilidad (de la cuenta "Construcciones en curso" en el caso que corresponda a nuevas inversiones, o a la cuenta del Activo en Propiedad Planta y Equipo a la que está asociado el activo existente), fijado como costo original del activo a su entrada en operación, presentar la Certificación de Revisor Fiscal sobre los libros de la empresa transportadora en la que conste lo previamente descrito.

  b. Para las inversiones en las que el valor en libros corresponda a una revaluación del activo por parte del transportador, presentar como soporte el avalúo respectivo teniendo en cuenta que este responda a lo siguiente:

     - Si la revaluación del activo es posterior al 10 de mayo de 2018, el avalúo que respalda la revaluación en libros del activo debe cumplir en su totalidad con los requisitos de la Ley 1673 de 2013; bajo el marco legal vigente referido previamente, el avalúo debe haber sido efectuado por un avaluador registrado en el R.A.A en la categoría de maquinaria y equipos especiales.

     - En cumplimiento de sus funciones, el Ministerio de Minas y Energía podrá dar traslado de toda la información recibida sobre los estados financieros de las empresas a la DIAN para los fines en que sea competente esa entidad.

  La cifra identificada se pasa a USD usando el promedio de la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) entre el 1 de julio del 2022 y el último día para el cual esté disponible el dato. De esta forma se entiende que la inversión se encuentra en USD de la fecha de inicio del periodo tarifario 2023-2027.

- El *valor presente de las inversiones ejecutadas durante el periodo tarifario 2019-2023* se calculará usando las siguientes variables:

  a. Valores reales de las inversiones realizadas en cada año del periodo 2019-2023. Las cifras originales (COP corrientes) se pasarán a USD corrientes, usando la TRM promedio del año en que se realizaron las inversiones, y luego a USD de la fecha de inicio del periodo tarifario 2019-2023 usando el PPI de Estados Unidos.

En estas inversiones no se puede incluir el valor del inventario de crudo asociado al lleno de línea.

b. La tasa de descuento antes de impuestos (costo de capital) vigente en este periodo tarifario.

Este valor presente será re-expresado en USD de la fecha de inicio del periodo tarifario 2023-2027 usando el PPI de Estados Unidos.

Teniendo en cuenta que al momento de realizar las negociaciones no habrá finalizado el año tarifario 2022-2023, para determinar la inversión ejecutada en este periodo se deben usar los valores de activos que ya entraron en operación y los estimados para los proyectos en construcción que entrarán en operación en dicho año.

- El ***valor presente de la proyección de inversiones anuales a realizar en cada año del periodo tarifario 2023-2027*** se determina a partir de las inversiones proyectadas por el transportador (en USD de la fecha de inicio del periodo tarifario 2023-2027), las cuales deberán soportarse así:

  a. Para las inversiones proyectadas en el año 1 del periodo tarifario se debe anexar la Ingeniería de Diseño Detallada o Básica del activo, incluyendo de forma específica el cronograma de ejecución del proyecto, correspondiente al nivel de Ingeniería presentado y el Presupuesto del proyecto en Clase 2 del Estándar 18R97 de la AACE[107].

  b. Para las inversiones proyectadas en el año 2 del periodo tarifario se debe anexar la Ingeniería de Diseño Detallada o Básica del Oleoducto, incluyendo de forma específica el Cronograma de Ejecución del Proyecto, correspondiente al nivel de Ingeniería presentado y el Presupuesto del proyecto en Clase 3 del Estándar 18R97 de la AACE.

  c. Para las inversiones proyectadas en el año 3 del periodo tarifario se debe anexar la Ingeniería de Diseño Básica o Conceptual del Oleoducto, incluyendo de forma específica el Cronograma de Ejecución del Proyecto, correspondiente al nivel de Ingeniería presentado y el Presupuesto del proyecto en Clase 4 del Estándar 18R97 de la AACE.

  d. Para las inversiones proyectadas en el año 4 del periodo tarifario se debe anexar la Ingeniería de Diseño Conceptual del Oleoducto, incluyendo de forma específica el

[107] El presupuesto puede clasificarse con otro estándar o norma equivalente de reconocido prestigio internacional tal como el ANSI Standard Z94.0, o el estándar de la ASPE (American Society of Professional Estimators); no se aceptan clasificaciones particulares bajo normas o procedimientos internos de las empresas.

Cronograma de Ejecución del Proyecto, correspondiente al nivel de Ingeniería presentado y el Presupuesto del proyecto en Clase 4 del Estándar 18R97 de la AACE.

En todos los casos, se deben indicar con precisión los activos que saldrán de operación (cuando las inversiones involucran la reposición de elementos existentes) y reportar la información descrita.

De ser necesario algún otro tipo de inversión, resultado de los planes y programas de integridad o situaciones especiales no predecibles, se deben presentar las inversiones necesarias con los respectivos estudios, los cálculos de los montos de Capex y el programa de trabajo para ser aprobado por el MME.

- En virtud de lo establecido en el Código de Petróleos cuando se cumpla el periodo de recuperación de la inversión para: i) el ***valor de activos existentes al inicio del periodo tarifario 2019-2023*** o para ii) ***las inversiones anuales aprobadas y ejecutadas a partir de este periodo tarifario*** (inclusive), las mismas deben retirarse de la base de activos para el cálculo de tarifas. De esta forma, se está considerando que el *"valor justo del oleoducto"*, para determinar la utilidad líquida equitativa en las revisiones tarifarias de activos existentes, corresponderá solamente al valor de las inversiones que no han sido amortizadas completamente.

- Requerimiento de ingresos para cubrir costos fijos de AOM

  Los ingresos regulatorios para remunerar los costos fijos de AOM serán iguales al promedio de los gastos fijos de AOM incurridos en cada año del periodo tarifario 2019-2023. Para este cálculo:

  a. Los egresos por este concepto de cada año ($COP corrientes), se actualizan a pesos de la fecha de inicio del periodo tarifario 2023-2027 usando el IPC colombiano.

  b. Se obtiene el promedio aritmético de los anteriores valores.

  c. El resultado se expresa en USD del inicio del periodo tarifario 2023-2027, usando la TRM promedio entre el 1 de julio de 2022 y el último día para el cual está disponible este dato.

- El cargo por uso para cada año tarifario será igual a la división de los *costos variables netos* entre los volúmenes realmente transportados en el año anterior.

  Los *costos variables netos* serán la suma de:

a. Los costos variables incurridos en el año tarifario anterior. Los valores en COP se re-expresan en USD del año tarifario en que aplicará el cargo por uso usando la TRM promedio del año en que se incurrieron los costos.

b. La suma de los costos variables reales anuales en los años transcurridos del periodo tarifario menos la suma de los ingresos reales recibidos por cargos por uso en el mismo periodo. Para el primer año del periodo tarifario 2023-2027 este componente es cero. Los valores en COP se actualizan a pesos del año tarifario donde aplicará el cargo por uso usando el IPC colombiano y a USD de este año usando la TRM promedio del año tarifario anterior.

   Si el cálculo del cargo por uso arroja un resultado negativo, se hará igual al 10% del cargo aplicado en el año tarifario anterior.

- Para el cálculo de los costos fijos y variables no deben incluirse estos conceptos:

a. Asociados con actividades diferentes al transporte de crudo por oleoductos.

b. Asociados con servicios prestados a agentes diferentes a remitentes del servicio de transporte de crudo por oleoductos.

c. Asociados con activos diferentes a los requeridos para prestar el servicio de transporte de crudo por oleoductos.

d. Asociados con la reposición de activos, con los costos de la inversión en infraestructura o que hacen parte del CAPEX de proyectos de inversión.

e. Impuesto de renta.

f. Pensiones de jubilación ya reconocidas.

g. Gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones.

h. Multas y penalizaciones.

i. Gastos de financiación.

j. Provisiones para cubrir costos de abandono (pues este concepto hace parte del *valor de los activos existentes al inicio del periodo tarifario 2019-2023)*.

k. Costos de adquisición de crudo para lleno de línea. Cuando este inventario sea propiedad del transportador, se puede incluir en los costos variables su costo de capital (tasa aprobada para el periodo tarifario por el valor de adquisición del crudo).

- Capacidad de transporte para tarifas.

Sera el mayor valor entre:

a. El 70% de la capacidad efectiva (barriles por día).

b. El promedio diario del volumen de crudo que se planea transportar en el periodo tarifario determinado como se señaló anteriormente (barriles por día).

El porcentaje en el literal a. se establece considerando que de acuerdo con la clasificación establecida en el Estándar 18R 97 de la AACE (Asociación Americana de ingeniería de costos), al momento de ejecutar un proyecto se tiene un nivel de usos de Control u oferta/demanda clase 2; lo que implica, tomando el límite superior, que se debe contar con el 70% de exactitud en la demanda (capacidad contratada para proceder a la construcción del ducto).

Cuando se hayan presentado discrepancias en la etapa de negociación sobre la capacidad efectiva del oleoducto, esta variable tomará el valor que decidan las personas encargadas de resolver la controversia técnica.

- Aspectos transversales

a. Si durante el periodo tarifario el transportador decide realizar descuentos sobre las tarifas acordadas en las negociaciones, los mismos deberán aplicar para todos los remitentes que hacen uso del respectivo oleoducto.

b. Asignar las inversiones y los costos fijos y variables transversales, cuando el transportador opera varios trayectos o tramos, usando los pesos que presentaron las ***Io*** individuales respecto de la total en la revisión tarifaria del 2019.

c. Los remitentes que tengan vinculación económica con el transportador, si comercializan sus derechos de capacidad de transporte durante el periodo tarifario, deberán hacerlo aplicando las tarifas que fueron aprobadas para el respectivo oleoducto.

d. Unificar los formatos de solicitud de información, estableciendo el nivel de detalle, las unidades y periodicidad de los reportes.

e. Realizar anualmente una Auditoría Externa o Independiente a las empresas transportadoras, que permita validar la calidad de la información reportada al MME en los Expedientes Tarifarios e Informes Anuales.

COSTO DEL CAPITAL

Se considera que la metodología del WACC (*Weighted Average Cost of Capital* o Costo Promedio Ponderado de Capital) recoge los principales elementos conceptuales y técnicos, para fundamentar en su cálculo la tasa de remuneración de activos para las empresas que transportan crudo en Colombia.

Para la propuesta metodológica que se presenta en este documento, se revisaron los elementos conceptuales implicados en su cálculo y a partir de dicha actividad, se recomienda el cálculo de las variables teniendo en cuenta las fuentes de información, la periodicidad de esta, las ventanas de tiempo para la consideración de información histórica y la fórmula de cálculo en cada caso.

Como se mencionó anteriormente, se recomienda el cálculo del WACC como tasa de remuneración, dado que esta metodología reúne entre otros los siguientes elementos:

i. Información de mercado que permite calibrar la expectativa de retorno de las empresas reguladas, con las condiciones propias de mercado,

ii. Información de las fuentes de financiación para establecer una relación adecuada entre el retorno esperado y el costo asociado a dichas fuentes de financiación,

iii. La perspectiva del riesgo sistémico o no diversificable, elemento que introduce las características propias del sector, en términos del grado de reacción frente a cambios en las condiciones de mercado y

iv. La estructura de capital que refleja (en los escenarios que se plantean posteriormente), la mezcla de recursos que se espera tengan las empresas reguladas, en términos de los recursos de deuda y de capital propio.

Se propone entonces el uso de una tasa de descuento que se estime en términos reales (en el momento del cálculo) y antes de impuestos. Por ello la metodología de cálculo considera las siguientes variables:

Ecuación 1 Metodología de Cálculo de la Tasa de Descuento para Remuneración

$$\mathbf{TD_{t,real,ai}} = \left[\frac{\left(\mathbf{1} + \mathbf{WACC_{t,USD,nom,ai}}\right)}{\left(\mathbf{1} + \mathbf{Inf_{t,USD}}\right)}\right] - \mathbf{1}$$

Donde,

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Variables Metodología de Cálculo

Variable	Definición
$\mathbf{TD_{t,real,ai}}$	Tasa de Descuento para Remuneración calculada al mes "t", expresado en términos reales y antes de impuestos
$\mathbf{WACC_{t,USD,nom,ai}}$	Costo Promedio Ponderado de Capital en dólares calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos
$\mathbf{Inf_{t,USD}}$	Inflación de los Estados Unidos calculada para el mes "t"
T	Mes "t" para el que se cuente con información completa de cada elemento o componente del WACC al momento de cálculo
USD	Expresión para la moneda funcional en Estados Unidos (Dólares)
Real	Expresión de una tasa en términos reales (que no incluye la inflación)
Nom	Expresión de una tasa en términos nominales (que incluye la inflación)
Ai	Tasa calculada antes de impuestos

Fuente: Equipo Consultor

Así mismo, el Costo Promedio Ponderado de Capital en dólares, calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos se obtiene de la combinación de las siguientes variables:

Ecuación 2 Metodología de Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital en dólares, calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos

$$\mathbf{WACC_{t,USD,nom,ai}} = \left[\frac{(\mathbf{1} + \mathbf{WACC_{t,COPs,nom,ai}})}{(\mathbf{1} + \boldsymbol{\delta})}\right] - \mathbf{1}$$

Ecuación 3 Metodología de Cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital en pesos, calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos

$$\mathbf{WACC_{t,COPs,nom,ai}} = \left[\mathbf{W_d} * \mathbf{Kd_{t,COPs,nom}}\right] + \left[\frac{\mathbf{W_e} * \mathbf{Ke_{t,COPs,nom}}}{(\mathbf{1} - \mathbf{Tx})}\right]$$

Donde las variables relacionadas en las ecuaciones 2 y 3 se definen de la siguiente forma,

Variables Ecuaciones 2 y 3

Variable	Definición
$\mathbf{WACC_{t,USD,nom,ai}}$	Costo Promedio Ponderado de Capital en dólares calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos
$\mathbf{WACC_{t,COPs,nom,ai}}$	Costo Promedio Ponderado de Capital en pesos calculado al mes "t", expresado en términos nominales y antes de impuestos
Tx	Tasa Impuesto de Renta vigente al momento del cálculo

Wd	Porcentaje que expresa el peso relativo de la Deuda dentro de la Estructura de Capital (suma de Deuda más Equity o Capital Propio), donde se cumple que Wd + We = 100%
We	Porcentaje que expresa el peso relativo del Capital Propio dentro de la Estructura de Capital (suma de Deuda más Equity o Capital Propio), donde se cumple que Wd + We = 100%
$\mathbf{Kd_{t,COPs,nom}}$	Costo de la Deuda en pesos, expresado como una tasa en términos nominales en el mes "t"
$\mathbf{Ke_{t,COP,nom}}$	Costo del Equity o Capital Propio en pesos colombianos, expresado como una tasa en términos nominales en el mes "t"
T	Mes "t" para el que se cuente con información completa de cada elemento o componente del WACC al momento de cálculo
COP o COPs	Expresión para la moneda funcional en Colombia (Pesos Colombianos)
USD	Expresión para la moneda funcional en Estados Unidos de América (Dólares)
Nom	Expresión de una tasa en términos nominales (que incluye la inflación)
δ	Devaluación implícita [108]/ Peso – Dólar calculada como el diferencial implícito entre la inflación local (colombiana) y la inflación externa (Estados Unidos) siguiendo el modelo de Paridad del Poder de Compra (PPP o *Parity Purchase Power* por sus siglas en inglés)
Ai	Tasa calculada antes de impuestos
di	Tasa calculada después de impuestos

Fuente: Equipo Consultor

En las secciones siguientes se detalla la metodología de cálculo, fuentes de información y demás elementos requeridos para la estimación de las variables antes mencionadas.

COMPONENTES DEL WACC

Teniendo en cuenta las variables antes definidas, se presenta a continuación las secciones que desarrollan de manera individual cada una de ellas.

Variables Wacc

Variable
Wd y We
$\mathbf{Kd_{t,COP,nom}}$
$\mathbf{Ke_{t,COP,nom}}$

Fuente: Equipo Consultor

[108] Posteriormente se desarrolla en detalle la metodología de cálculo correspondiente.

ESTRUCTURA DE CAPITAL (Wd y We)

Durante el estudio se revisaron diferentes "papers" como fuentes de información que permitieran comparar alternativas y establecer la mejor opción a recomendar. Del análisis realizado, se consideraron las siguientes referencias para elaborar la propuesta de la Estructura de Capital a emplear en el cálculo de la Tasa de Descuento Remuneratoria, en el transporte de crudo:

Referencias Estructura de Capital

Referencia	Fuente	Descripción general de la metodología
Referencia 1	Documento CREG Metodología de Cálculo 109/ (en adelante Documento CREG (2020))	Toma como referente el *Valuation Handbook – U.S. Industry Cost of Capital* (Duff & Phelps 2019) para la estimación de la participación del capital propio dentro de la estructura de capital.
Referencia 2	Documento Econometría 110/	Toma como referencia empresas listadas en bolsa (fuente Bloomberg).

Fuente: Equipo Consultor

En relación con las metodologías encontradas en las referencias anteriormente mencionadas, se considera por cuestiones de practicidad y coherencia en la aplicación de la metodología a futuro, tomar como base de información la fuente a la que se refiere la CREG, emitida por Duff & Phelps como referencia para la estructura de capital, debido a que realiza una clasificación independiente de empresas, para cada una de las actividades del sector de hidrocarburos.

En dicho documento 111/, se hace mención que el sector de transporte de combustible líquido se clasifica dentro del código SIC (Standard Industrial Classification) número 46. En la lista de compañías que emplea Duff & Phelps para su estudio, y particularmente para el código SIC 46 112/, se encontraron cinco empresas en el documento antes citado, a saber:

109/ Metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento aplicable a las actividades reguladas por la Comisión. Documento CREG 121 de fecha 04/08/2020

110/ Revisión de la metodología tarifaria para el transporte de derivados del petróleo en poliductos y establecimiento de la tasa de remuneración de los activos. Noviembre de 2009

111/ Página 15

112/ Company and SIC List - 2019-valuation-handbook-us-industry-cost-of-capital página 31

i. Buckeye Partners L.P.
ii. Holly Energy Partners L.P.
iii. Magellan Midstream Partners L.P.
iv. MPLX L.P.
v. Phillips 66 Partners L.P.

De las cinco, se encontró información de la capitalización de mercado (*market cap*) y de la deuda total (*total debt*) para las últimas 4 a corte de diciembre de 2019. A partir de dicha información se elaboró el siguiente cuadro resumen de los resultados obtenidos:

Información capitalización del mercado y de la deuda

	PHILLIPS 66 (PSX)	MAGELLAN MIDSTREAM PARTNERS LP (MMP)	MPLX LP (MPLX)	HOLLY ENERGY PARTNERS LP (HEP)	TOTAL
Market Cap (E)	28.104	9.257	21.594	1.322	**60.277**
Total Debt (D)	11.763	4.876	20.303	1.539	**38.481**
D + E	39.867	14.133	41.897	2.861	**98.758**
D / D+E	30%	35%	48%	54%	**39%**
E / D+E	70%	65%	52%	46%	**61%**
PESO x MARKET CAP	47%	15%	36%	2%	100%
D / D+E Weighted	**38%**				
E / D+E	**62%**				

Fuente: Equipo Consultor con información de Duff & Phelps

De la tabla anterior se observa, que a pesar de que la CREG refiere una estructura de capital en la que la deuda pesa cerca del 30% (y por tanto el capital propio el restante 70%), los datos de mercado (sin contar a Buckeye Partners) arrojan una estructura de capital en la que la deuda participa con el 38% y el capital propio con el 62% restante. Así mismo, es importante considerar que el análisis previo realizado por el equipo consultor, calculó que el porcentaje de deuda en las empresas transportadoras de crudo es del 26%, según los datos reportados al 31 de diciembre de 2019.

De esta manera, y considerando los elementos anteriormente planteados, se recomienda considerar una estructura de capital en la que la deuda participa con el 30% del total de los recursos de capital financiero y el equity o capital propio con el restante 70%. Sin perjuicio de lo anterior, este documento presenta adicionalmente un escenario alternativo con una estructura de capital 40% deuda y 60% equity para efectos comparativos.

Estructura de Capital Escenarios 1 y 2

Estructura de Capital	Escenario 1: Próxima Vigencia Tarifaria	Escenario 2: Mediano y Largo Plazo
Wd	30%	40%

We	70%	60%
Wd + We	**100%**	**100%**

Fuente: Equipo Consultor

COSTO DE LA DEUDA (Kdt, COPS, NOM)

En términos del costo de la deuda, se considera adecuado mantener la recomendación del Documento CREG en relación con el empleo de las tasas de colocación de créditos preferenciales y corporativos [113], como referente y base de cálculo para el costo de la deuda en pesos colombianos, expresado en términos nominales.

Para efectos del plazo se propone utilizar la vigencia tarifaria de 4 años o 48 meses, que expresados en semanas es igual a 208 semanas [114], para efectuar el promedio ponderado por monto de colocación o desembolso. Esto en virtud, a que se considera más apropiado igualar el plazo de análisis histórico con el plazo prospectivo[115].

De esta manera, para calcular el costo de la deuda, deberá seguirse la siguiente metodología de cálculo:

Ecuación 4 Metodología de Cálculo del Costo de la Deuda en pesos, al mes "t", expresado en términos nominales

$$\mathbf{Kd_{t,COP,nom}} = \sum_{\mathbf{j=-208}}^{\mathbf{-1}} \mathbf{P_j} * \mathbf{TC_j}$$

Ecuación 5 Metodología de Cálculo del Factor Pj en la Ecuación 4

$$\mathbf{P_j} = \frac{\mathbf{Desembolso_j}}{\sum_{\mathbf{j=-208}}^{\mathbf{-1}} \mathbf{Desembolso_j}}$$

Donde, en las ecuaciones 4 y 5, las variables representan lo siguiente:

Variables Ecuaciones 4 y 5

113/ Fuente: https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&path=%2Fshared%2fSeries%20Estad%c3%adsticas_T%2F1.%20Tasas%20de%20Colocaci%C3%B3n%2F1.1%20Consolidados%2F1.1.1.TCO_Promedio%20semanal%20hist%C3%B3rico&Options=rdf&lang=es&NQUser=publico&NQPassword=publico123

114/ Cantidad de semanas promedio al mes = 4,33 semanas = 52 semanas x año / 12 meses x año

115/ Mayor detalle en el anexo 1 del presente documento en lo referente a usos de promedios aritméticos y del plazo histórico de cálculo para fines de proyección.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Variable	Definición
$\mathbf{Kd_{t,COP,nom}}$	Costo de la Deuda en pesos colombianos, expresado como una tasa en términos nominales en el mes "t"
T	Mes "t" para el que se cuente con información completa de cada elemento o componente del WACC al momento de cálculo
J	Semana "j" contada a partir del momento de cálculo de la fórmula
COP o COPs	Expresión para la moneda funcional en Colombia (Pesos Colombianos)
Nom	Expresión de una tasa en términos nominales (que incluye la inflación)
Pj	Participación del Desembolso en la semana "j", relativo a la suma de desembolsos para un periodo de 208 semanas anteriores al momento de cálculo

Fuente: Equipo Consultor

En resumen, las alternativas que el equipo consultor consideró para el cálculo del costo de la deuda en pesos y sus metodologías de cálculo se presenta a continuación:

Metodología del cálculo del costo de la deuda

Componente	Elemento	Detalle
$Kd_{t,COP,nom}$	Fuente de Información	**Tasas de colocación consolidadas créditos preferenciales o corporativos promedio histórico periodicidad semanal [116]/**
	Horizonte de Tiempo	Opción 1: **Serie semanal para las últimas 208 semanas [117]/**
	Metodología de Cálculo	**Promedio ponderado por monto de colocación (desembolso) para la opción del horizonte de tiempo seleccionado**
	Frecuencia de los datos	**Semanal en el horizonte de tiempo especificado**

Fuente: Equipo Consultor

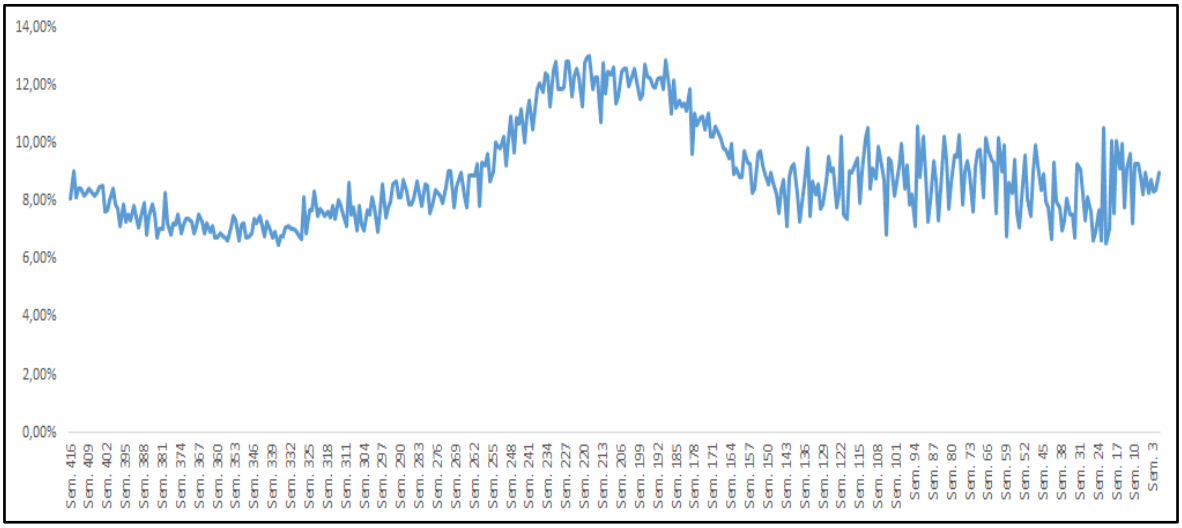
El comportamiento de la tasa de colocación al crédito preferencial o corporativo (sin ponderación) para las últimas 416 semanas (hasta 30 de septiembre de 2020), se presenta gráficamente a continuación:

116/ Fuente: https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Go&path=%2Fshared%2fSeries%20Estad%c3%adsticas_T%2F1.%20Tasas%20de%20Colocaci%C3%B3n%2F1.1%20Consolidados%2F1.1.1.TCO_Promedio%20semanal%20hist%C3%B3rico&Options=rdf&lang=es&NQUser=publico&NQPassword=publico123

117/ Relativo al periodo de vigencia tarifaria (4 años)

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Comportamiento de la tasa de colocación preferencial



Fuente: Banco de la República

Al aplicar las fórmulas de las ecuaciones 4 y 5 con la opción prevista para el horizonte de tiempo, se obtiene el siguiente resultado:

Resultado aplicación ecuaciones 4 y 5

Ventana	$Kd_{t,COP,nom}$	Opción
208 Semanas	9,35%	1

Fuente: Equipo Consultor

COSTO DEL EQUITY O CAPITAL PROPIO ($Ke_{t,\ COP,\ NOM}$)

En términos del costo del equity o capital propio, se considera adecuado el empleo del modelo CAPM (*Capital Gasset Racing Modelo*), el cual determina el retorno esperado de un inversionista, en función de dos componentes, a saber: i) un retorno sobre un activo libre de riesgo y ii) un retorno sobre un activo afectado por el riesgo sistémico (correlativo a su sector) y por la estructura de capital (que también supone un riesgo adicional al sistémico para el inversionista dada la prelación de pago de la deuda sobre el patrimonio). Los anteriores elementos conforman el modelo clásico del CAPM.

Adicional a lo anterior, el equipo consultor recomienda la incorporación de un tercer elemento en el modelo del CAPM que refleje una prima adicional por el riesgo país. En principio, el cálculo del costo del equity o capital propio se realiza en dólares expresado en términos nominales y luego, se convierte a su equivalente en pesos, empleando la devaluación (en los términos indicados posteriormente). En este sentido, la fórmula propuesta de cálculo es la siguiente:

Ecuación 6 Metodología de cálculo del Costo del Equity o Capital Propio en pesos, al mes "t", expresado en términos nominales

$$\mathbf{Ke_{t,COPs,nom}} = ((\mathbf{1} + \mathbf{Ke_{t,USD,nom}}) * (\mathbf{1} + \boldsymbol{\delta})) - \mathbf{1}$$

Ecuación 7 Metodología de cálculo del Costo del Equity o Capital Propio en dólares, al mes "t", expresado en términos nominales

$$\mathbf{Ke_{t,USD,nom}} = \mathbf{Rf_{t,USD}} + (\boldsymbol{\beta}_{\mathbf{L,t}} * \mathbf{PM_t}) + \mathbf{Rp_t}$$

Las variables que conforman la ecuación 7 se detallan a continuación:

Variables ecuación 7

Variable	Definición
$\mathbf{Ke_{t,USD,nom}}$	Costo del Equity o Capital Propio en dólares de los Estados Unidos de América, expresado como una tasa en términos nominales en el mes "t"
$\mathbf{Ke_{t,COPs,nom}}$	Costo del Equity o Capital Propio en pesos colombianos, expresado como una tasa en términos nominales en el mes "t"
$\mathbf{Rf_{t,USD}}$	Tasa Libre de Riesgo expresada en dólares, calculada al mes "t" según se detalla en las secciones siguientes
$\boldsymbol{\beta}_{\mathbf{L,t}}$	Beta apalancado para el sector, en el mes "t" calculado según se detalla en las secciones siguientes
$\mathbf{PM_t}$	Prima de mercado, en el mes "t", correspondiente al exceso de retorno de un mercado de renta variables sobre el retorno de un título libre de riesgo, calculada según se detalla en las secciones siguientes
$\mathbf{Rp_t}$	Riesgo país (Colombia), calculado como se detalla en las secciones siguientes
T	Mes "t" para el que se cuente con información completa de cada elemento o componente del WACC al momento de cálculo
$\boldsymbol{\delta}$	Devaluación implícita [118]/ Peso – Dólar calculada como el diferencial implícito entre la inflación local (colombiana) y la inflación externa (Estados Unidos) siguiendo el modelo de Paridad del Poder de Compra (PPP o *Parity Purchase Power* por sus siglas en inglés)
COP o COPs	Expresión para la moneda funcional en Colombia (Pesos Colombianos)
USD	Expresión para la moneda funcional en Estados Unidos (Dólares de los Estados Unidos de América)
Nom	Expresión de una tasa en términos nominales (que incluye la inflación)

Fuente: Equipo Consultor

[118] Posteriormente se desarrolla en detalle la metodología de cálculo correspondiente.

De las ecuaciones anteriores, se observa que para calcular el costo del equity o capital propio, debe tenerse en cuenta la metodología de cálculo de las variables que se enumeran a continuación, y que son detalladas en las secciones siguientes, a saber:

Variables metodología de cálculo

Variable
$\mathbf{Rf_{t,USD}}$
$\mathbf{\beta_{L,t}}$
$\mathbf{PM_t}$
$\mathbf{Rp_t}$
$\mathbf{\delta}$

Fuente: Equipo Consultor

Tasa libre de riesgo (RFT, USD)

La tasa libre de riesgo, por lo general, se refiere al rendimiento de un título de Gobierno a 10 años. Revisadas las metodologías de Econometría (2009) y CREG (2020), se encuentra que el plazo de los títulos es en efecto el antes señalado. Econometría emplea el Treasury Bond a 10 años de los Estados Unidos y la CREG emplea la curva cero cupón de los títulos de Colombia en dólares a 10 años.

No obstante, se considera apropiado tener en cuenta que la maduración del título coincida con el periodo de vigencia tarifaria, para que de esta manera la expectativa de rentabilidad (de un activo libre de riesgo) se encuentre ajustada al plazo de la vigencia de la tasa que remunerará los activos.

Como fue señalado anteriormente, el costo del equity o de capital propio, en principio se calcula en dólares de los Estados Unidos de América, para posteriormente ser reexpresado en pesos colombianos, en virtud de lo cual se propone entonces tomar como referente los bonos a 5 años del tesoro de los Estados Unidos, de acuerdo con las especificaciones que se encuentran en la siguiente tabla:

Especificaciones de Bonos a 5 años del Tesoro de los Estados Unidos

Componente	Elemento	Detalle
Tasa Libre de Riesgo ($Rf_{t,USD}$)	Fuente de Información	**US Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED)**
	Horizonte de Tiempo	Opción 1: **Serie diaria de los rendimientos anuales de los bonos a 5 años del Tesoro de EEUU [119]/, medida en los últimos 48 meses antes del cálculo de la variable.**

[119]/ Como plazo cercano a la vigencia tarifaria (4 años)

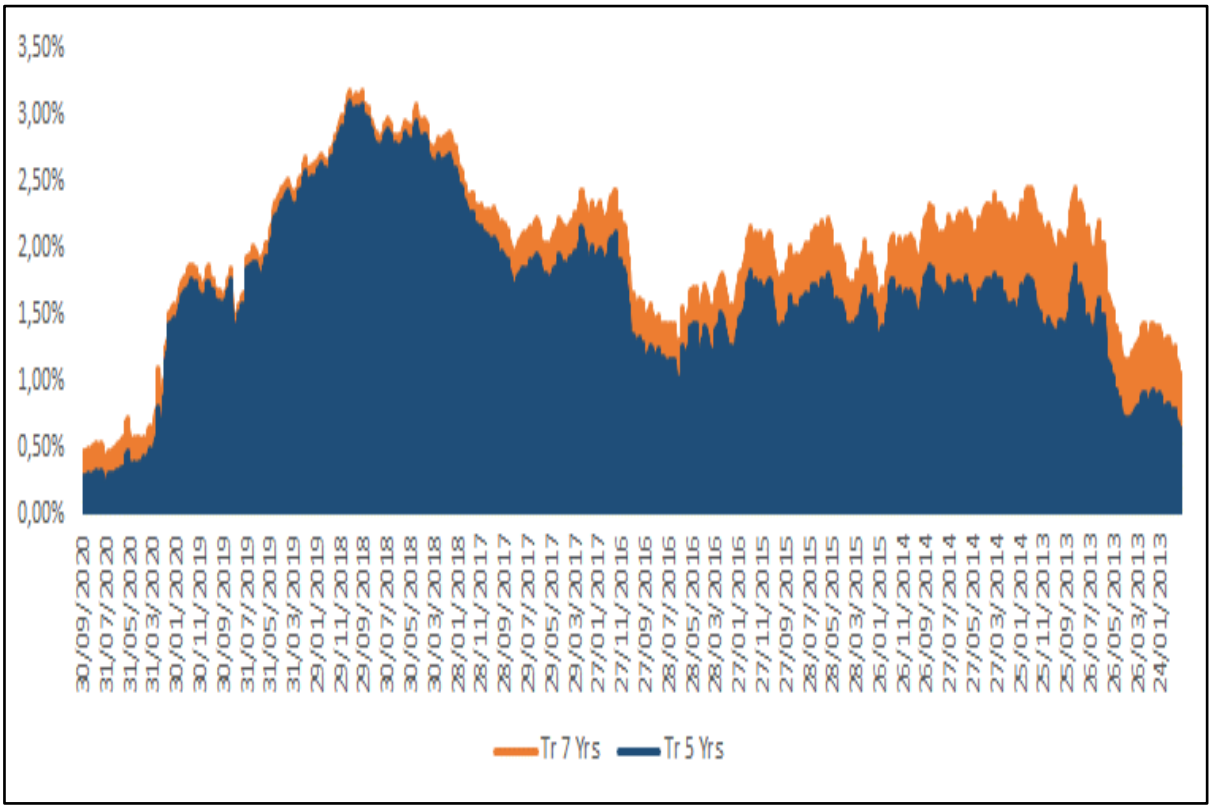
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

	Metodología de Cálculo	Opción 1: **Promedio aritmético de la serie diaria de los rendimientos anuales de los bonos a 5 años del Tesoro de EEUU medida con la opción 1 del horizonte de tiempo.** Opción 2: **Interpolación por regresión logarítmica del promedio aritmético de las series diarias de los rendimientos anuales de los bonos a 3, 5 y 7 años del Tesoro de EEUU medida con la opción 1 del horizonte de tiempo.**
	Frecuencia de Medición	**Diaria en el horizonte de tiempo especificado**
	Fórmula	$R_{ft,\ USD}$ **= promedio aritmético de la serie diaria seleccionada y una vez aplicada la metodología de cálculo seleccionada.**

Fuente: Equipo Consultor

El comportamiento histórico diario de los rendimientos anualizados de los títulos del tesoro de los Estados Unidos, a plazos de 5 y 7 años (para el periodo de tiempo comprendido entre el 1° de septiembre de 2012 y el 30 de septiembre de 2020), se muestra a continuación:

Comportamiento histórico de los rendimientos anualizados de los títulos del tesoro de los Estados Unidos



Fuente: Equipo Consultor con información de la siguiente página web

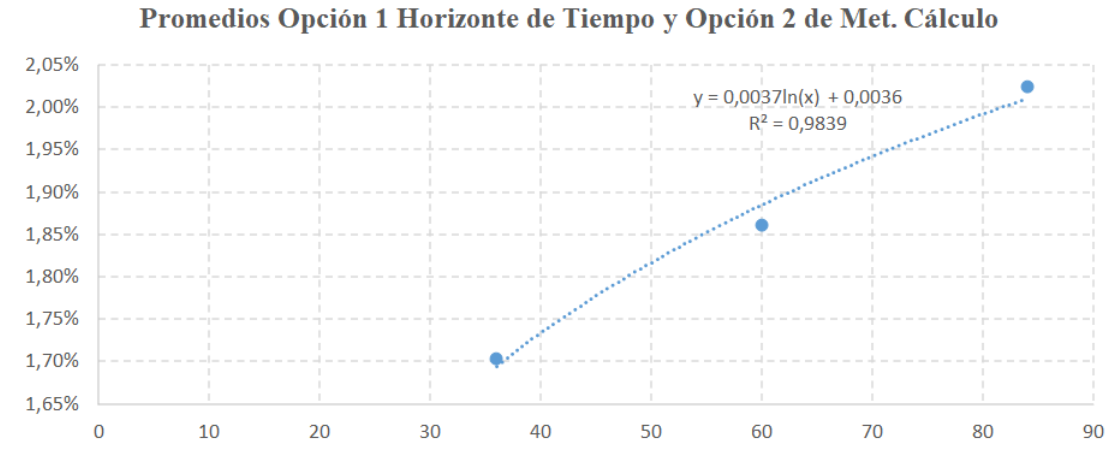
https://www.federalreserve.gov/datadownload/Download.aspx?rel=H15&series=0f9814df49078002d51b9f9a56c1c439&filetype=spreadsheetml&label=include&layout=seriescolumn&from=01/01/1982&to=10/06/2020

Como resultado del cálculo de las opciones, se obtienen los siguientes resultados:

Método de Cálculo	$Rf_{t,USD}$
Opción 1	**1,86%**
Opción 2	**1,79%**

La regresión logarítmica que da lugar a la opción 2 de las metodologías de cálculo, arrojó los siguientes resultados:

Resultados regresión logarítmica opción 2



Ecuación de Regresión Logarítmica	y = 0,0037ln(x) + 0,0036
R2	0,9839

Fuente: Equipo Consultor

Beta apalancado (BLT)

Teniendo en cuenta lo planteado en el código de petróleos para la determinación de la utilidad líquida equitativa, que toma como referencia el mercado de USA, se revisaron las fuentes de información disponibles para la determinación y el cálculo del beta apalancado y desapalancado, para el sector de transporte de petróleo.

Dicha revisión permitió evidenciar, que en el documento soporte de la Resolución 124286 de 2010 se toma como referencia Damodaran con la línea de oil & gas, y que el documento

de la CREG (2020) toma la información proveniente de Duff & Phelps, que realiza una clasificación más detallada de este grupo.

Si bien la información que publica el profesor Damodaran facilita el acceso a la misma y su respectivo uso, el profesor Damodaran integra compañías tanto del sector petróleo como de gas, con lo cual no es directamente comparable con la naturaleza de las empresas sujetas de regulación en el presente documento.

En opinión del equipo consultor, se considera recomendable tomar la fuente de Duff & Phelps, que analiza de manera individualizada los subsectores del sector Oil&Gas y que por ende, permite la identificación directa del beta desapalancado del sector de transporte de líquidos.

Al obtener de la fuente mencionada la información del beta desapalancado (y coincidiendo al mismo tiempo con la metodología empleada por el Documento CREG – 2020), dicho beta se apalanca empleando para tal efecto la ecuación de Hamada [120], que establece la relación

entre el beta desapalancado (que mide el riesgo sistémico del sector al que pertenece la empresa) y el beta apalancado (que incluye el riesgo que introduce la estructura de capital de cada empresa y el efecto tributario), de la siguiente forma:

Ecuación 8 Ecuación de Hamada – Relación entre Beta Apalancado y Beta Desapalancado

$$\boldsymbol{\beta_L = \beta_u * [1 + (1 - Tx) * \left(\frac{D}{E}\right)]}$$

El resultado del beta desapalancado, habida cuenta de las consideraciones anteriores es de 0,72 para el subsector transporte de líquidos.

Ahora bien, empleando la ecuación de Hamada para hallar el beta apalancado (b_{Lt}) en los dos escenarios propuestos de estructura de capital se tienen los siguientes resultados:

120/ Robert Hamada es profesor de finanzas en la Escuela de Negocios Booth de la Universidad de Chicago. El profesor Hamada fue decano de la escuela de negocios de 1993 a 2001 y ha enseñado en la Universidad de Chicago desde 1966. Su ecuación apareció en su artículo «The Effect of the Firm's Capital Structure on the Systemic Risk of Common Stocks» (El efecto de la estructura de capital de la empresa en el riesgo sistémico de las acciones ordinarias) en *Journal of Finance* en mayo de 1972.

Resultados aplicación ecuación Hamada para los escenarios 1 y 2

Estructura de Capital	D/E	$b_{u,t}$	Ecuación de Hamada	$b_{L,t}$
Escenario 1 (D/E)	0.4285 = 30%/70%	0.72	$\beta_L = \beta_u * [1 + (1 - Tx) * (\frac{D}{E})]$	**0.94**
Escenario 2 (D/E)	0.6667 = 40%/60%	0.72	$\beta_L = \beta_u * [1 + (1 - Tx) * (\frac{D}{E})]$	**1.06**

Fuente: Equipo Consultor.

Nota: Se estimó una tasa de impuesto de renta del 30% como promedio de largo plazo según lo estipulado en el Artículo 240 del Estatuto Tributario

Prima de mercado (pmt)

La prima de mercado por lo general se considera como el exceso de retorno entre un mercado accionario y un activo libre de riesgo. El referente para el retorno anual del mercado más común es el Índice Standard & Poors (S&P 500), que incluye dividendos y para el retorno anual del activo libre de riesgo el título del tesoro de los Estados Unidos de América a 10 años. De esta forma se establece la diferencia para cada año de medición entre ambos retornos, obteniendo así la prima de mercado.

Tanto el estudio de Econometría como el Documento CREG refieren a esta metodología como un *proxy* adecuado para estimar la prima de mercado.

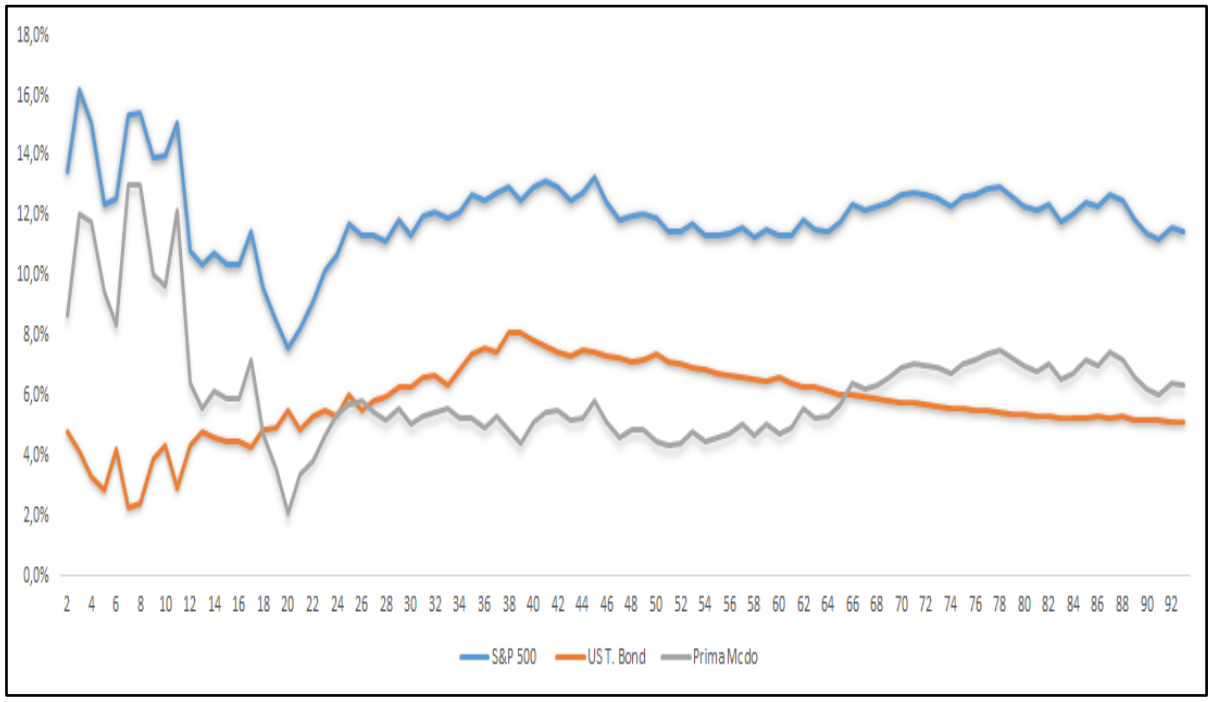
Un tema importante por considerar es la ventana de tiempo a tener en cuenta para el cálculo del promedio de los excesos de retorno anuales. Al analizar el promedio aritmético simple de la serie histórica de la Prima de Mercado (estimada por el profesor Aswath Damodaran[121]) evaluado con ventanas de tiempo entre 1 y 92 años[122], se observó el siguiente comportamiento:

[121]/ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

[122]/ Para el cálculo del promedio aritmético simple, se tomó la información publicada de la Prima de Mercado por el profesor Damodaran desde 1928 y hasta 2019. A partir de dichos datos se calculó el promedio aritmético simple considerando ventanas de tiempo de los últimos 2 años, 3 años, hasta considerar el promedio para los 92 años completos.

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

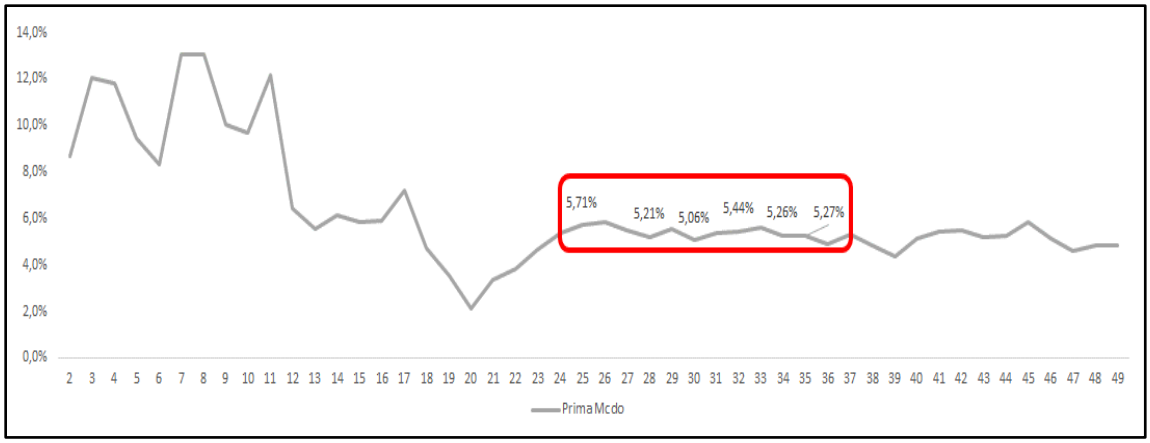
Comportamiento promedio aritmético simple de la serie histórica de la Prima de Mercado con ventanas de tiempo entre 1 y 92 años



Fuente: Equipo Consultor

Al analizar la gráfica anterior se observa que el periodo de mayor estabilidad en el resultado de la prima de mercado (que podría ser indicativo de una tendencia de largo plazo en el futuro), se presenta cuando se calculan los promedios, entre los últimos 25 y 35 años, como lo muestra la siguiente gráfica:

Comportamiento promedio aritmético simple de la serie histórica de la Prima de Mercado con ventanas de tiempo entre los últimos 25 y 35 años



Fuente: Equipo Consultor

Por lo anterior, al revisar la metodología propuesta por el Documento CREG, el equipo consultor coincide en que se considera adecuado tomar como prima de mercado el dato observado para el promedio de los últimos 30 años, el cual es de 5,06% en dólares, expresado en términos nominales.

Prima de mercado sugerida equipo consultor

Concepto	Detalle	Valor
Prima de Mercado	Promedio aritmético simple de los últimos 30 años completos con información	**5.06%**

Fuente: Equipo Consultor

Riesgo país (rpt)

En relación con el riesgo país, son diversas las aproximaciones que se pueden considerar para determinar el valor de esta variable. Por un lado, se encuentra el indicador *Emerging Market Bond Index* para Colombia (EMBI+ Col) elaborado por el banco de inversión JP Morgan y por otro, la tasa de los *Credit Default Swaps* (CDS) para Colombia. Incluso el Documento CREG (2020) plantea una metodología distinta a partir del diferencial de las tasas de los TES Colombia nominados en dólares y los Treasury Bonds de Estados Unidos a 10 años.

Considerando que para esta variable, el EMBI+ Col es ampliamente aceptado y utilizado como medida del riesgo país, el equipo consultor recomienda su empleo dentro del cálculo del costo del equity o capital propio. No obstante, presenta como alternativa los cálculos a partir de los CDS[123]. En la siguiente tabla se presentan las opciones frente al cálculo de esta variable, teniendo como presente que en todas las opciones se trabaja con el promedio de datos y no con un dato spot:

Alternativas de cálculo

Opciones cálculo Riesgo País

Componente	Elemento	Detalle
Prima por Riesgo País (Rp_m)	Fuente de Información	Opción 1: Emerging Markets Bond Index de J.P. Morgan [124]/ Opción 2: CDS [125]/

[123]/ Damodaran, A. 2019. Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2019 Edition. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3427863 A pesar de las limitaciones inherentes en el uso de los CDS que Damodaran señala (pág. 49), también anota que la información que los CDS aportan como estimador del riesgo país pueden ser considerados como válidos.

[124]/ Puede encontrarse en https://www.ambito.com/contenidos/riego-pais-colombia-historico.html

[125]/ Fuente: Bloomberg

	Horizonte de Tiempo	Opción 1: Serie diaria del EMBI+ COL, medida en los últimos 48 meses antes del cálculo de la variable [126]/. Opción 2: Serie diaria de CDS a 5 años, medida en los últimos 48 meses antes del cálculo de la variable [127]/.
	Metodología de Cálculo [128]/	Opción 1: Promedio aritmético de la serie diaria del EMBI+ COL, medida con la opción 1 del horizonte de tiempo Opción 2: Promedio aritmético de la serie diaria de CDS a 5 años, medida con la opción 2 del horizonte de tiempo Opción 3: Interpolación por regresión logarítmica del promedio aritmético de las series diarias de CDS a 3, 5 y 7 años de CDS Colombia, medida con la opción 2 del horizonte de tiempo.
	Frecuencia de Medición	Diaria en el horizonte de tiempo especificado
	Fórmula	r_p = promedio aritmético de la serie diaria seleccionada o regresión logarítmica según la metodología de cálculo seleccionada.

Fuente: Equipo Consultor

Los resultados obtenidos de las metodologías antes mencionadas son los siguientes:

Resultados metodologías Riesgo País

Horizonte de Tiempo	Variable base de Cálculo	Metodología de Cálculo	Rp_m
48 meses	**EMBI+ COL**	Promedio aritmético de la serie diaria	**2,08%**
	CDS	Promedio aritmético de la serie diaria	**1,26%**
	CDS	Interpolación por regresión logarítmica del promedio aritmético de las series diarias de CDS a 3, 5 y 7 años	**1,06%**

Fuente: Equipo Consultor

La evolución histórica del EMBI+ Col se muestra a continuación (en puntos básicos)

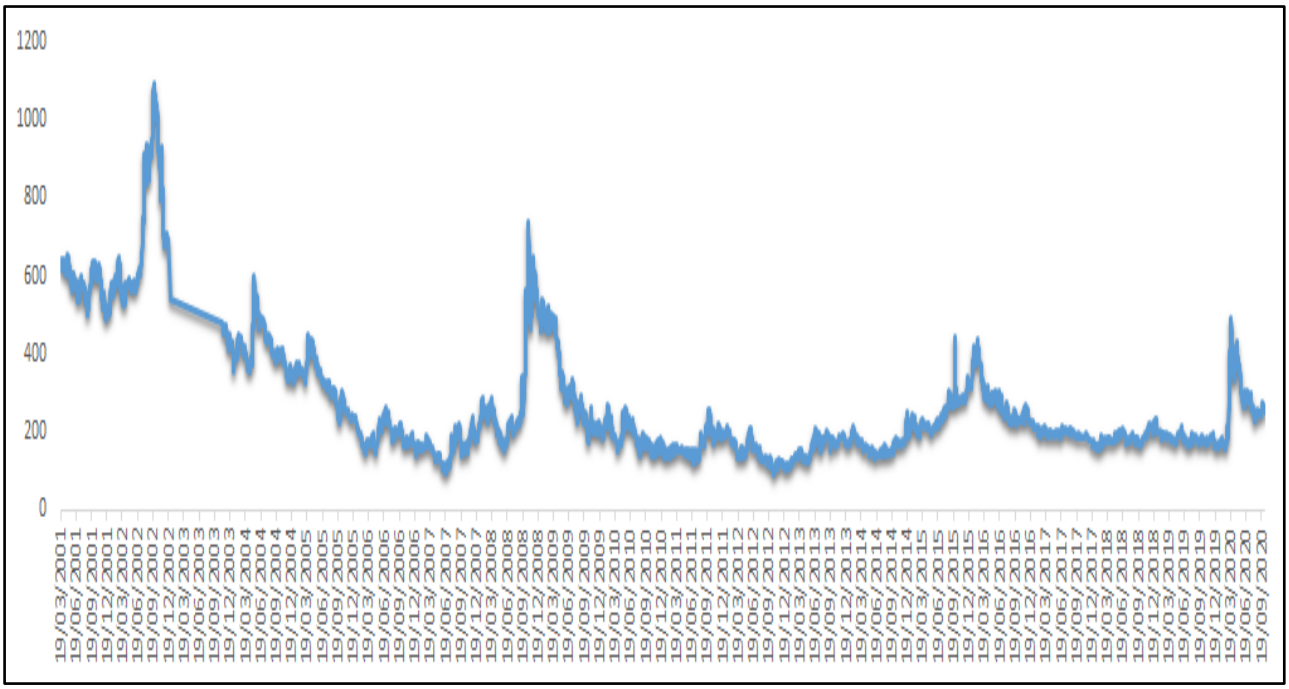
Evolución histórica EMBI+Col

[126]/ Como plazo equivalente a la vigencia tarifaria (4 años)

[127]/ Como plazo equivalente a la vigencia tarifaria (4 años)

[128]/ El análisis del empleo de un promedio geométrico frente a la utilización de un promedio aritmético es presentado en el Anexo 1 del presente documento. El uso de EMBI o CDS se encuentra documentado en el Anexo 2 del presente documento. Damodaran, A. 2019. Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2019 Edition. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3427863 A pesar de las limitaciones inherentes en el uso de los CDS que Damodaran señala (pág. 49), también anota que la información que los CDS aportan como estimador del riesgo país pueden ser considerados como válidos.

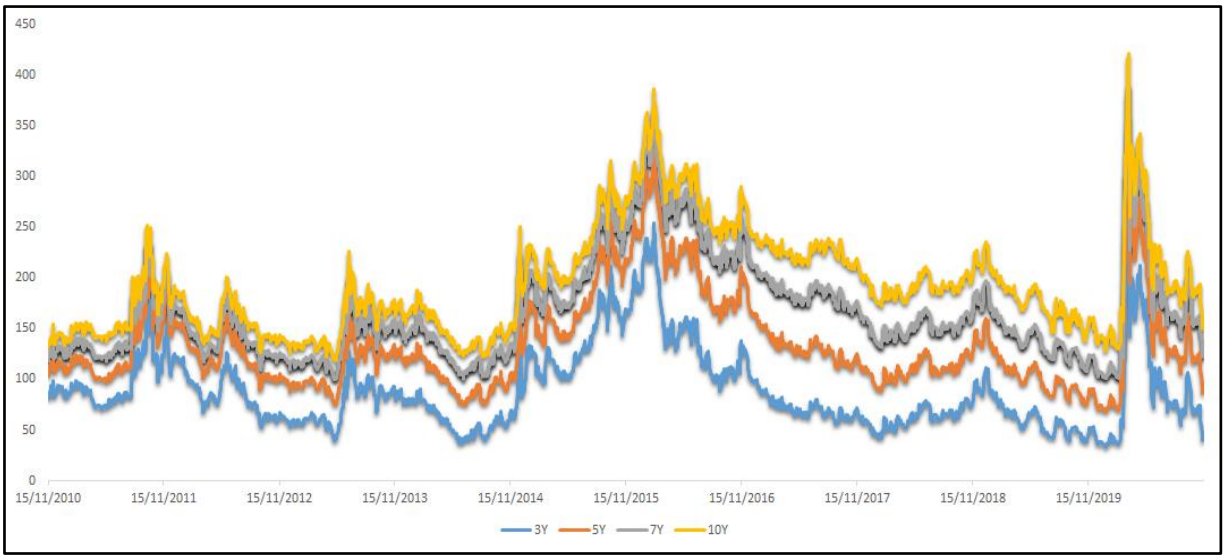
RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.



Fuente: https://www.ambito.com/contenidos/riego-pais-colombia-historico.html

La evolución histórica diaria de los CDS se muestra a continuación (en puntos básicos):

Evolución histórica CDS



Fuente: Bloomberg

Devaluación implícita (d)

La devaluación implícita que sirve para convertir el costo de la deuda en pesos, a su equivalente del costo de la deuda en dólares, fue calculada empleando la teoría de la Paridad en el Poder de Compra o Paridad en el Poder Adquisitivo (Parity Purchase Power o PPP por sus siglas en inglés). Esta teoría fue desarrollada por Gustav Cassel en la década de los años 20 del siglo XX. Dicha teoría se relaciona a su vez con la Ley del Precio Único.

La Paridad en el Poder de Compra se puede analizar bajo dos perspectivas: i) absoluta y ii) relativa.

La primera establece que la relación entre los precios de los bienes entre dos economías, se encuentra relacionada a partir de la devaluación. La segunda establece que la devaluación entre las monedas de dos economías, se encuentra relacionada con los cambios porcentuales (relativos) de los índices de precios de cada una.

Tomando entonces la visión relativa de la Paridad del Poder de Compra, se puede establecer que:

Ecuación 9 Relación de las inflaciones de Colombia y Estados Unidos como métrica de la devaluación implícita entre el peso colombiano y el dólar de los Estados Unidos de América

$$(\mathbf{1} + \boldsymbol{\pi}_{\mathbf{Col}}) = (\mathbf{1} + \boldsymbol{\pi}_{\mathbf{EEUU}}) * (\mathbf{1} + \boldsymbol{\delta})$$

Donde,

Variables Ecuación 9

Variable	Definición
$\boldsymbol{\pi}_{\mathbf{Col}}$	Inflación de Colombia
$\boldsymbol{\pi}_{\mathbf{EEUU}}$	Inflación de los Estados Unidos de América
$\boldsymbol{\delta}$	Devaluación implícita calculada por la aproximación relativa de la teoría de la Paridad en el Poder de Compra

Fuente: Equipo Consultor

Despejando la ecuación anterior, se tiene entonces que la devaluación implícita es el resultado de:

$$\boldsymbol{\delta} = \left[\frac{(\mathbf{1} + \boldsymbol{\pi}_{\mathbf{Col}})}{(\mathbf{1} + \boldsymbol{\pi}_{\mathbf{EEUU}})}\right] - \mathbf{1}$$

A su vez, para estimar los parámetros de la inflación colombiana y la inflación de los Estados Unidos de América, se revisaron las metodologías propuestas por Econometría (2009) y por el Documento CREG (2020). El equipo consultor coincide con la forma de cálculo propuesta por el Documento CREG (2020) y por tanto recomienda emplear la siguiente metodología:

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Metodología para estimación de inflación colombiana

Componente	Elemento	Detalle
Inflación Colombia (π_{Col})	Fuente de Información	**Banco de la república series mensuales de las curvas cero cupón TES pesos y TES UVR [129]**
	Horizonte de Tiempo	Opción 1: **Promedio aritmético de los últimos 48 meses [130] de los diferenciales mensuales entre las curvas cero cupón TES pesos y TES UVR a cinco años**
	Metodología de Cálculo	**Promedio aritmético simple de la serie mensual de los diferencias de tasas entre la curva cero cupón TES pesos y TES UVR**
	Frecuencia de Medición	**Series mensuales de las curvas cero cupón TES pesos y TES UVR**
	Fórmula	$\pi_{Col} = \frac{\sum_{J=-x}^{-1} DIF_{j,COP-UVR}}{x}$ **Donde,** Variable / Definición $DIF_{j,COP-UVR}$ — **Diferencia entre las tasas cero cupón para el mes "j" de los TES Pesos y TES UVR** j — **Mes anterior a la última fecha de medición** x — **x= 48 para la opción 1 del horizonte de**

Fuente: Equipo Consultor

De la metodología anterior se obtiene el siguiente resultado para la inflación colombiana:

Inflación Colombia

Concepto	Opción Horizonte de Tiempo	Valor
Inflación Colombia	Opción 1	**3.36%**

Fuente: Equipo Consultor

A continuación, se muestra la evolución histórica de las tasas a cinco años de la curva cero cupón para TES Pesos y TES UVR, así como su respectivo diferencial y lo mismo para las tasas a diez años.

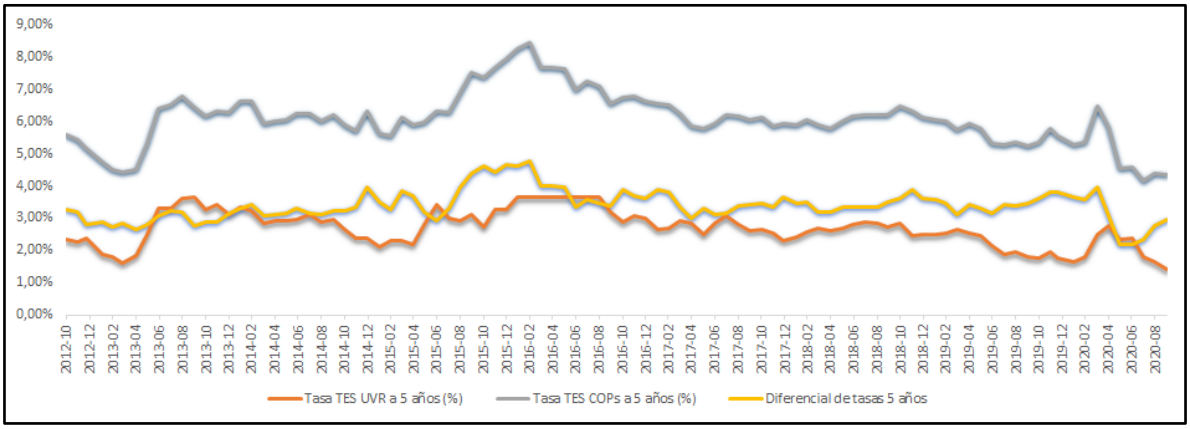
---

129 Curva Cero Cupón TES Pesos fuente: https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Portal&PortalPath=%2Fshared%2FDashboards_T%2FD_Estad%C3%ADsticas%2FEstad%C3%ADsticas&NQUser=publico&NQPassword=publico123&lang=es&page=Tasas%20de%20inter%C3%A9s%20y%20sector%20financiero
Curva cero cupón UVR fuente: https://totoro.banrep.gov.co/analytics/saw.dll?Portal&PortalPath=%2Fshared%2FDashboards_T%2FD_Estad%C3%ADsticas%2FEstad%C3%ADsticas&NQUser=publico&NQPassword=publico123&lang=es&page=Tasas%20de%20inter%C3%A9s%20y%20sector%20financier

130/ Como plazo equivalente a la vigencia tarifaria (4 años)

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Tasas a cinco años TES Pesos y TES UVR



Fuente: Banco de la República

Para el caso de la inflación de los Estados Unidos de América, el equipo consultor recomienda tomar un promedio aritmético simple de la variación para 12 meses del *Consumer Price Index* (CPI, por sus siglas en inglés), como se muestra a continuación:

Metodología para estimación de inflación de los Estados Unidos:

Componente	Elemento	Detalle
Inflación Colombia (π_{Col})	Fuente de Información	**U.S. Bureau of Labor Statistics [131]/ serie mensual del *Consumer Price Index for All Urban Consumers* (CPI-U) (not seasonally adjusted)**
	Horizonte de Tiempo	Opción 1: **Promedio aritmético de los últimos 48 meses [132]/ de la variación 12 meses del CPI**
	Metodología de Cálculo	**Promedio aritmético simple de la serie mensual de la variación 12 meses del *Consumer Price Index for All Consumers* (CPIu)**
	Frecuencia de Medición	**Series mensuales del *Consumer Price Index for All Urban Consumers* (CPI-U) (not seasonally adjusted)**
	Fórmula	$\Pi_{EEUU} = \frac{\sum_{J=-x}^{-1} \Delta\% \ \mathbf{CPIu_{12\ meses}}}{x}$ **Donde,**

Variable	Definición

131/ https://www.bls.gov/regions/mid-atlantic/data/consumerpriceindexhistorical_us_table.htm

132/ Como plazo equivalente a la vigencia tarifaria (4 años)

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

<table>
<tr><td></td><td></td><td>$\Delta\% \mathbf{CPIu_{12\ meses}}$</td><td>Variación porcentual 12 meses del CPIu que se calcula de la siguiente forma:

$\Delta\% \mathbf{CPIu_{12\ meses}} = \frac{\mathbf{CPIu_k}}{\mathbf{CPIu_{k-12}}} - 1$

Donde,

<table><tr><th>Variable</th><th>Definición</th></tr><tr><td>$\boldsymbol{CPIu_k}$</td><td>Consumer Price Index for All Urban Consumers del mes</td></tr><tr><td>K</td><td>Cualquier mes dentro del periodo de “x” meses</td></tr><tr><td>X</td><td>x= 48 para la opción 1 del horizonte de tiempo</td></tr></table></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>$\mathbf{CPIu_{12meses}}$</td><td>Diferencia entre las tasas cero cupón para el mes “j” de los TES Pesos y TES UVR</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>j</td><td>Mes anterior a la última fecha de medición</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>x</td><td>x= 48 para la opción 1 del horizonte de</td></tr>
</table>

Fuente: Equipo Consultor

De la metodología anterior, se obtiene el siguiente resultado para la inflación Estados Unidos:

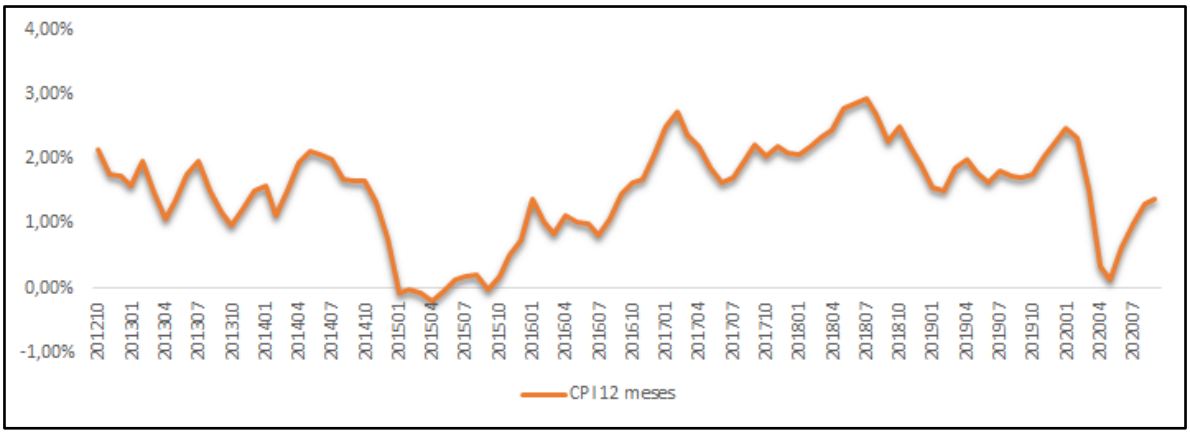
Inflación Estados Unidos

Concepto	Opción Horizonte de Tiempo	Valor
Inflación Estados Unidos de América	Opción 1	**1.94%**

Fuente: Equipo Consultor

A continuación, se muestra la evolución histórica de la variación porcentual 12 meses del CPI:

Evolución histórica de la variación porcentual CPI



Fuente: U.S. Bureau of Labor Statistics

El resultado para la devaluación implícita, teniendo en cuenta la opción de cálculo para la inflación Colombia e inflación Estados Unidos, es el siguiente:

Resultado para la devaluación implícita

Concepto	Opción Horizonte de Tiempo Inflación Colombia	Opción Horizonte de Tiempo Inflación Estados Unidos	Valor
Devaluación Implícita (*∂*)	Opción 1 (48 meses)	Opción 1 (48 meses)	**1.39%**

Fuente: Equipo Consultor

Análisis de Escenarios

De los puntos anteriormente analizados, se identificaron para el caso de algunas variables, distintas opciones de cálculo. Por tanto, se ilustran las distintas combinaciones de dichos escenarios, teniendo presente que, se presentarán los resultados para un subconjunto de los escenarios seleccionados, los cuales considera como los escenarios recomendables para la adopción de una metodología de cálculo de la tasa de descuento, para la remuneración de los activos.

Vale la pena mencionar, que no obstante el equipo consultor recomienda trabajar con una estructura de capital 30:70 (D: E), tanto en esta sección como en la siguiente, se presentan escenarios alternativos con una estructura de capital 40:60 (D:E). Los escenarios con la última estructura de capital presentada, son únicamente con propósitos ilustrativos y comparativos de los resultados frente al escenario de estructura de capital recomendado.

Escenarios con ventanas de tiempo para análisis entre 4 - 5 años

Concepto	Opciones Metodología de Cálculo	Valor
$Kd_{t,COP,nom}$	Opc. 1: 208 semanas	9,35%
D	Opc. 1: 48 meses para Inf. Col e Inf EEUU	1,39%

Wd : We	Opc. 1: 30% : 70%	30% : 70%
	Opc. 2: 40% : 60%	40% : 60%
$Rf_{t,USD}$	Opc. 1: Prom. Arit. Tr. Bond 5 Yr	1,86%
	Opc. 2: Regr. Log. Tr. Bond 3, 5 y 7 Yr	1,79%
b_L	Opc. 1: Estruc. Cap. 30% : 70%	0,94
	Opc. 2: Estruc. Cap. 40% : 60%	1,06
PM_t	Opc. 1: Prom. Arit. Últ. 30 años	5,06%
Rp_m	Opc. 1 EMBI prom. Ult. 4 años	2,08%
	Opc. 3 CDs 5 Yr prom. Ult. 4 años	1,26%
	Opc. 4 CDs 3,5 y 7 Yr Regr. Logarit.	1,06%

Fuente: Equipo Consultor

De los valores obtenidos para cada una de las variables anteriores, los escenarios que se muestran a continuación son las alternativas que se obtienen las ventanas de tiempo para el cálculo de promedios o interpolaciones por regresiones logarítmicas, que consideran entre 4 y 5 años.

Escenarios para cálculo de promedios o interpolaciones por regresiones logarítmicas

Concepto	Esc. 1	Esc. 2	Esc. 3	Esc. 4	Esc. 5	Esc. 6	Esc. 7	Esc. 8	Esc. 9	Esc. 10	Esc. 11	Esc. 12
$Kd_{t,COP,nom}$	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%
Wd : We	30:70	30:70	30:70	30:70	30:70	30:70	40:60	40:60	40:60	40:60	40:60	40:60
$Rf_{t,USD}$	1,86%	1,86%	1,86%	1,79%	1,79%	1,79%	1,86%	1,86%	1,86%	1,79%	1,79%	1,79%
b_L	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
PM_t	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%
Rp_m	2,08%	1,26%	1,06%	2,08%	1,26%	1,06%	2,08%	1,26%	1,06%	2,08%	1,26%	1,06%

Fuente: Equipo Consultor

De los anteriores escenarios a continuación se presentará los resultados para los escenarios 1, 4, 7 y 10, considerando que la tasa de riesgo país que el equipo consultor recomienda es el EMBI.

Resultados

Con base en los escenarios obtenidos para las ventanas de tiempo de 4-5 años, se presentan los resultados de los escenarios 1,4,7 y 10 para cada una de las ventanas:

Escenarios para ventanas de tiempo 4-5 años

Concepto	Esc. 1	Esc. 4	Esc. 7	Esc. 10
Parámetros de Entrada Cálculo TDt,real,ai				
$Kd_{t,COPs,nom}$	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%

RESULTADOS DE CONSULTORÍA:
Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos.

Wd : We	30:70	30:70	40:60	40:60
% Deuda en Estructura de Capital	30,00%	30,00%	40,00%	40,00%
% Equity en Estructura de Capital	70,00%	70,00%	60,00%	60,00%
$Rf_{t,USD}$	1,86%	1,79%	1,86%	1,79%
b_L	0,94	0,94	1,06	1,06
PM_t	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%
Rp_m	2,08%	2,08%	2,08%	2,08%
Tx	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%
Inf EEUU	1,94%	1,94%	1,94%	1,94%
Cálculo $Ke_{t,COPs,nom}$ (Ecuación 6)				
$Ke_{t,USD,nom}$	8,70%	8,63%	9,30%	9,23%
D	1,39%	1,39%	1,39%	1,39%
$Ke_{t,COPs,nom}$	10,21%	10,14%	10,83%	10,76%
Cálculo $WACC_{t,COPs,nom,ai}$ (Ecuación 3)				
WACC en pesos nominal antes de impuestos	13,02%	12,94%	13,02%	12,96%
Cálculo $WACC_{t,USD,nom,ai}$ (Ecuación 2)				
WACC en dólares nominal antes de impuestos	11,46%	11,39%	11,47%	11,41%
Cálculo $TD_{t,real,ai}$ (Ecuación 1)				
Tasa de Descuento real antes de impuestos	9,34%	9,27%	9,35%	9,29%

Fuente: Equipo Consultor..

*** Las opiniones, conclusiones y afirmaciones del documento corresponden exclusivamente al criterio del contratista consultor.**

**** Los resultados del presente estudio, no comprometen la posición del Ministerio de Minas y Energía, ni de su Dirección de Hidrocarburos.**

ANEXO 1. Promedio geométrico versus Promedio aritmético

El uso de promedios geométricos o de promedios aritméticos es, frecuentemente, tema de discusión en materia financiera. Algunos *practioners* argumentan las bondades de emplear el primero, mientras que otros defienden el uso del segundo. Lo cierto es que los resultados que se obtienen en cada uno de los métodos de cálculo son diferentes y por ello, es importante definir el método a emplear, en el caso que se decida trabajar con promedios, y soportarlo adecuadamente.

En dicha definición se implican dos cuestiones importantes a resolver: i) el método a emplear propiamente dicho y ii) el horizonte de tiempo histórico que se toma para su respectivo cálculo.

En relación con el primer elemento a analizar, existe evidencia que en materia financiera, el promedio aritmético simple se considera una mejor métrica para efectuar estimaciones a futuro. Al respecto, autores de reconocida trayectoria en el campo de las finanzas corporativas [133]*/*, señalan que el promedio aritmético simple es una estimación no sesgada de la media real subyacente, e indica, aplicado al caso de rendimientos, el retorno promedio en un año típico, mientras que el promedio geométrico aplicado al caso de rendimientos, indica el rendimiento por año en promedio anualmente compuesto.

De otro lado, en relación con el segundo elemento (horizonte de tiempo que debe tomarse para el cálculo de los promedios), los mismos autores recomiendan tomar el mismo periodo de tiempo histórico, que el que se estimará a futuro [134]*/*, es decir, si se realizara una estimación a "x" años adelante, se recomienda calcular el promedio aritmético teniendo un horizonte de tiempo histórico por los mismos "x" años. La misma opinión tiene el profesor Damodaran [135]/ cuando expresa: *"(…) it is usually appropriate to match up the duration of the risk free asset to the duration of the cash flows being analyzed (…)"*

Por lo anterior, se considera apropiado el uso de promedios aritméticos como estimadores de las proyecciones futuras, teniendo en cuenta que el periodo histórico de datos, corresponda al mismo periodo de tiempo en el que se establecerá la tasa de remuneración de los activos.

*** Las opiniones, conclusiones y afirmaciones del documento corresponden exclusivamente al criterio del contratista consultor.**

**** Los resultados del presente estudio, no comprometen la posición del Ministerio de Minas y Energía, ni de su Dirección de Hidrocarburos.**

133/ Ross, S; Westerfield, R; Jaffe, J. Finanzas Corporativas 9ª Edición, Mcgraw Hill 2012, pág. 317.+
134/ Ibidem
135/ https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1317436 (pág. 31)

ANEXO 2. ESTIMACIÓN DEL RIESGO PAÍS

En relación con las metodologías para la estimación del riesgo país, la literatura académica señala diversas aproximaciones a su cálculo. Las siguientes consideraciones han sido tomadas de las reflexiones que el profesor Aswath Damodaran señala al respecto.

a. Damodaran señala que una manera de ajustar el *Default Spread* de un país (Damodaran anota que este *Default Spread* puede ser calculado por diversas fuentes incluyendo el diferencial de las tasas de rendimiento de los títulos de gobierno emitidos en dólares por el país "x" frente a las tasas de rendimiento de los títulos de gobierno con la misma maduración emitidos por EEUU), es a través de la Desviación Estándar Relativa (cociente entre la desviación estándar de las acciones y la desviación estándar de los títulos de gobierno del país) y otra manera por el factor Lambda (l) calculado como el cociente de la proporción de ingresos que la empresa genera en el país sujeto de análisis y la proporción de ingresos que en promedio generan las empresas dentro del mismo país.

   La Desviación Estándar Relativa y el método Lambda, son dos metodologías distintas que Damodaran no mezcla en su paper y que por tanto son sujeto de análisis individual.

b. Adicionalmente a lo anterior, y teniendo en cuenta la dificultad en la consecución de datos (particularmente de empresas que no transan en bolsa de valores, hecho que impide calcular volatilidades del precio de la acción), puede considerarse viable la medición del riesgo país a partir únicamente del *Default Spread* que arroja el EMBI + COL. Damodaran señala que no obstante el *Default Spread* puede presentar volatilidad en el tiempo y que eventualmente pueden considerarse metodologías de normalización o estandarización de dicha medida, este *Default* Spread es la forma más simple y ampliamente usada para medir el riesgo país. Al respecto Damodaran señala lo siguiente [136]:

   "2. Country Bond Default Spreads
   The simplest and most widely used measure of country risk comes from looking at the yields on bonds issued by the country in a currency (such as the dollar or the euro) where there is a default free bond yield to which it can be compared. (…)"

Por lo anterior, se considera apropiado emplear, o bien la serie histórica del EMBI+ COL o la serie histórica de CDS sin factor de ajuste, como estimador del Riesgo País. En relación con el uso de los CDS, el profesor Damodaran considera que, pese a algunas limitaciones,

---

[136]/ Damodaran, A. 2003, *Country risk and company exposure: theory and practice, Journal of Applied Finance. Fall/Winter* 63-76. Artículo encontrado en https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=480963. Pág 65

la información que generan los CDS como estimadores del *Default Spread* es al menos, similar a la que aportan los cálculos de los Spreads de los títulos soberanos en comparación con los títulos del gobierno de EEUU [137].

Adicional a lo anterior, Damodaran incluye como alternativa, los CDS en la determinación de la prima de riesgo país (dentro de tres opciones que considera en el paper anteriormente referenciado). Al respecto, Damodaran anota lo siguiente:

> *"1. Default Spreads*
> *The simplest and most widely used proxy for the country risk premium is the default spread that investors charge for buying bonds issued by the country. This default spread can be estimated in one of three ways. a. Current Default Spread on Sovereign Bond or CDS market: As we noted in the last section, the default spread comes from either looking at the yields on bonds issued by the country in a currency where there is a default free bond yield to which it can be compared or spreads in the CDS market."*

*** Las opiniones, conclusiones y afirmaciones del documento corresponden exclusivamente al criterio del contratista consultor.**

**** Los resultados del presente estudio, no comprometen la posición del Ministerio de Minas y Energía, ni de su Dirección de Hidrocarburos.**

137/ Damodaran, A. 2019. Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2019 Edition. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3427863: "*There are inherent limitations with using CDS prices as predictors of country default risk. The first is that the exposure to counterparty and liquidity risk, endemic to the CDS market, can cause changes in CDS prices that have little to do with default risk. Thus, a significant portion of the surge in CDS prices in the last quarter of 2008 can be traced to the failure of Lehman and the subsequent surge in concerns about counterparty risk. The second and related problem is that the narrowness of the CDS market can make an individual CDS susceptible to illiquidity problems, with a concurrent effect on prices. Notwithstanding these limitations, it is undeniable that changes in CDS prices supply important information about shifts in default risk in entities. In summary, the evidence, at least as of now, is that changes in CDS prices provide information, albeit noisy, of changes in default risk. However, there is little to indicate that it is superior to market default spreads (obtained from government bonds) in assessing this risk. (…)"*

ANEXO 3. Tabla para el reporte de inversiones.

Para todos los tramos de oleoductos sujetos al trámite de aprobación de tarifa según lo dispuesto en esta metodología se deberán diligenciar los datos de la siguiente tabla:

TRAMO DE OLEODUCTO:

	Valor. (U$)	Diámetro. (pulgadas)	Longitud (Kilómetros)	Índice. (U$/pulg.Kilómetro)	Valor Derecho de Vía. (U$)	Valor Materiales y Equipos. (U$)	Valor Mano de Obra. (U$)	Valor Misceláneos. (U$)	Pendiente Media del Oleoducto. (Grado de Inclinación)
Inversión Existente.									
Inversión proyectada.	Valor. (U$)	Diámetro. (pulgadas)	Longitud (Kilómetros)	Índice. (U$/pulg.Kilómetro)	Valor Derecho de Vía. (U$)	Valor Materiales y Equipos. (U$)	Valor Mano de Obra. (U$)	Valor Misceláneos. (U$)	Pendiente Media del Oleoducto. (Grado de Inclinación)
Año 1.									
Año 2.									
Año 3.									
Año 4.									

Para cada columna de la Tabla los datos a diligenciar corresponden a lo siguiente:

Valor (U$): Es el valor del tramo de oleoducto terminado a todo costo en dólares americanos, según lo definido para las inversiones en la metodología de tarifas.

Diámetro (pulgadas): Es la dimensión del diámetro nominal del tramo de oleoducto, expresada en pulgadas métricas.

Longitud (Kilómetros): Es la longitud total del tramo de oleoducto, expresada en Kilómetros lineales.

Índice (U$/pulg.Kilómetro): Es el resultado de dividir el valor del oleoducto por el valor correspondiente a la multiplicación de la longitud, en kilómetros por el diámetro en pulgadas.

Valor del derecho de vía (U$): Es la parte del valor del oleoducto correspondiente a conceptos como pagos de: Gerencia Inmobiliaria, negociación de servidumbres temporales para tránsito y ubicación de maquinaria durante las actividades de construcción, derechos notariales de las servidumbres constituidas, licencias de intervención de vías, permisos de ocupación de cauces y todos aquellos conceptos requeridos para obtener autorización sobre el derecho de vía, con el fin de realizar las labores de construcción del oleoducto.

Valor de materiales y equipos (U$): Es la parte del valor en dólares americanos correspondiente a bienes como materiales, equipos e insumos utilizados en la construcción del oleoducto, que pueden ser: Tubería, Válvulas, Bombas, Bridas, Cemento, ladrillos, arena, etc.

Valor de mano de obra (U$): Es la parte del valor en dólares americanos correspondiente a los servicios requeridos para la construcción del oleoducto, que comprende los costos del personal administrativo, de ingeniería y técnico de la obra.

Valor de misceláneos (U$): Es la parte del valor en dólares americanos correspondiente a los conceptos no incluidos en las tres categorías anteriores y que incluyen partidas tales como: Ingeniería de diseño del proyecto, Costos ambientales, Interventoría de la obra, Gerencia del Proyecto, etc.

Pendiente media del oleoducto (grados): Es el valor en grados sexagesimales de la pendiente media del oleoducto medida para el tramo medido entre el punto inicial y el punto final del oleoducto.

*** Las opiniones, conclusiones y afirmaciones del documento corresponden exclusivamente al criterio del contratista consultor.**

**** Los resultados del presente estudio, no comprometen la posición del Ministerio de Minas y Energía, ni de su Dirección de Hidrocarburos.**